



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Rodrigo Bezerra Valença

**Análise da representação equivalente de redes
coletoras de parques eólicos em estudos de
transitórios eletromagnéticos**

Recife

2018

Rodrigo Bezerra Valença

Análise da representação equivalente de redes coletoras de parques eólicos em estudos de transitórios eletromagnéticos

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco como parte dos requisitos para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Processamento de Energia

Orientador: Francisco de Assis dos Santos Neves

Recife

2018

Catálogo na fonte
Bibliotecária: Rosineide Mesquita Gonçalves Luz / CRB4-1361 (BCTG)

- V152a Valença, Rodrigo Bezerra.
Análise da representação equivalente de redes coletoras de parques eólicos em estudos de transitórios eletromagnéticos / Rodrigo Bezerra Valença. – Recife, 2018.
106 folhas, il., fig., tabs., abrev., sigl. e símb.
- Orientador: Prof. Dr. Francisco de Assis dos Santos Neves.
- Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2018.
Inclui Referências.
1. Engenharia Elétrica. 2. Transitórios eletromagnéticos. 3. DFIG
4. Energização de transformadores. 5. Energização de banco de capacitores.
6. Método de ajuste vetorial. I. Neves, Francisco de Assis dos Santos (Orientador).
II. Título.

621.3 CDD (22. Ed.)

UFPE/BCTG/2018 - 282

RODRIGO BEZERRA VALENÇA

“ANÁLISE DA REPRESENTAÇÃO EQUIVALENTE DE REDES COLETORAS
DE PARQUES EÓLICOS EM ESTUDOS DE TRANSITÓRIOS
ELETROMAGNÉTICOS”

Dissertação apresentada ao
Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica da Universidade
Federal de Pernambuco, como
requisito parcial para a obtenção do
título de Mestre em Engenharia
Elétrica.

Aprovada em: 06 de dezembro de 2018.

BANCA EXAMINADORA

Prof^o. Francisco de Assis dos Santos Neves
(Orientador e Examinador Interno)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof^o. Dr. Fabricio Bradaschia (Examinador Interno)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof^o. Dr. Leandro Michels (Examinador Externo)
Universidade Federal de Santa Maria

À minha família.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus e minha família pelo apoio e compreensão diante dos caminhos e desafios que escolho enfrentar em minha vida. Agradeço principalmente a minha esposa Valéria Santos pelo apoio, por entender e abdicar de momentos de lazer e sobretudo acreditar na importância de conclusão deste trabalho.

Agradeço aos meus amigos da ANDESA: Álvaro Ramos, Antônio Lima, Carmem Tavares, Deibson Sena, Juliana Ramos, Sydney Dantas e Raissa Almeida pelo apoio, conselhos e orientações. Agradeço especialmente ao meu amigo José Sandro pela companhia neste caminho, sempre com fé, bom humor e pensamentos positivos que nos ajudavam a seguir diante dos desafios. Tenho ampla certeza que sua companhia representou muito neste curso e conclusão deste trabalho.

Minha infinita gratidão ao Professor Francisco Neves pela oportunidade, apoio, paciência e conhecimentos passados. Posso dizer que pude realmente saborear suas aulas e vibrar a cada sistema de controle modelado. Tive ainda a sorte de poder aplicar parte dos conhecimentos adquiridos em minha área de atuação e ainda trilhar novos caminhos na minha carreira profissional.

Agradeço aos professores Limongi, Marcelo, Gustavo, Fabrício, Geraldo e Ronaldo Alves pelos conhecimentos passados, que me permitiram reforçar as bases de engenharia obtidas na graduação, admirar ainda mais a área de eletrônica de potência e ainda abrir novas portas de conhecimento na grande área da engenharia elétrica.

A todos vocês, muito obrigado.

*"Ninguém baterá tão forte quanto a vida. Porém, não se trata de quão forte pode bater,
se trata de quão forte pode ser atingido e continuar seguindo em frente.
É assim que a vitória é conquistada."
(Rocky Balboa)*

RESUMO

A modelagem de parques eólicos em estudos de transitórios eletromagnéticos no sistema elétrico brasileiro apresenta grandes desafios devido ao grande aumento da quantidade de parques eólicos em operação, notadamente na região Nordeste do Brasil onde existe uma grande concentração de parques eólicos em subestações próximas. Um parque eólico apresenta suas unidades geradoras separadas por centenas de metros ou até quilômetros, devido à disposição dos aerogeradores para o aproveitamento do vento e fatores geográficos. Assim, várias conexões por cabos subterrâneos e/ou aéreos são necessárias para levar a energia gerada até o barramento coletor da subestação do parque eólico. Nesta situação, a representação detalhada de todos os circuitos e aerogeradores de todos os parques eólicos em uma determinada área estudada se torna impraticável devido principalmente ao esforço computacional desprendido, associado a passos de simulação da ordem de microsegundos necessários aos programas de simulação. Para contornar estas dificuldades modelos mais simplificados que objetivam equilibrar precisão e esforço computacional são utilizados. Redes de média tensão são frequentemente representadas por elementos passivos concentrados e aerogeradores agregados são utilizados para representar o comportamento de todo o parque eólico através de um único aerogerador. Este trabalho tem por objetivo realizar uma comparação da utilização de representações simplificadas da rede de média tensão em relação à representação detalhada de parques eólicos, avaliando as respostas das grandezas elétricas dos elementos do sistema frente a manobras usuais da rede básica utilizando o programa *Alternative Transient Program (ATP)*. As representações das redes de média tensão serão comparadas observando-se os níveis de complexidade, esforço computacional e proximidade das respostas em relação à representação detalhada. Uma abordagem mais elaborada, que objetiva manter a mesma resposta em frequência de sequência positiva entre os sistemas equivalente e detalhado também será analisada. Esta abordagem representará a rede pelas suas principais ressonâncias utilizando os polos e zeros da função de transferência da rede coletora obtidos através do Método do Ajuste Vetorial. Para realização das simulações será desenvolvido um modelo de aerogerador do tipo *Double-fed induction generator (DFIG)* utilizando *Foreign Models* presente na MODELS do programa ATP, que permite utilizar modelos desenvolvidos em outras linguagens de programação compilados junto ao programa ATP. Esta abordagem permitirá velocidade de processamento, agilidade e simplicidade de utilização, uma vez que será necessário representar um parque eólico detalhado com suas várias unidades geradoras para comparação das diferentes modelagens da rede de média tensão.

Palavras-chave: Transitórios eletromagnéticos. DFIG. Energização de transformadores. Energização de banco de capacitores. Método de ajuste vetorial.

ABSTRACT

The modeling of wind farms in studies of electromagnetic transients in the Brazilian electrical system presents great challenges due to the large increase in the number of wind farms in operation, notably in the Northeast region of Brazil where there is a great concentration of wind farms in nearby substations. A wind farm presents its generating units separated by hundreds of meters or even kilometers due to the arrangement of the wind turbines for the use of the wind and geographic factors. Thus, several connections by underground and / or aerial cables are necessary to take the generated energy to the collector bus of the substation of the wind park. In this situation, the detailed representation of all circuits and wind turbines of all wind farms in a given area becomes impractical mainly due to the computational effort associated with simulation steps of the order of microseconds required by the simulation programs. To overcome these difficulties, simplified models that aim to balance precision and computational effort are used. Medium voltage networks are often represented by passive concentrated elements and aggregate wind turbines are used to represent the behavior of the entire wind farm through a single wind turbine. The aim of this work is to compare the use of simplified representations of the medium voltage network in relation to the detailed representation of wind farms, evaluating the responses of the voltages and currents of the system elements to the usual maneuvers of network using the Alternative Transient Program (ATP). The representations of the medium voltage networks will be compared observing the levels of complexity, computational effort and proximity of the behaviour in relation to the complete representation. A more elaborate approach, which aims to maintain the same positive sequence frequency response between equivalent and detailed systems, will also be analyzed. In this approach the network is represented by the poles and zeros of the transfer function of the collecting network. Where the poles and zeros of the network will be obtained using the Vector Adjustment Method, which performs approximation of frequency responses by rational functions. For the simulations, a Double-fed induction generator (DFIG) type wind turbine model will be developed using the Foreign Models feature present in MODELS of the ATP program, which allows to use models developed in others programming languages compiled with the ATP program. This approach will increase the speed of processing, agility and simplicity of use. This approach will be very useful because is necessary to represent a detailed wind farm with its several generating units to compare the different models of the medium voltage network.

Keywords: Electromagnetic transients. DFIG. Transformers energization. Capacitor bank energization. Vector Fitting.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Matriz Elétrica Brasileira, Janeiro/2018.	21
Figura 2 – Evolução da capacidade instalada de usinas eólicas no Brasil, contemplando apenas usinas em operação comercial.	23
Figura 3 – Turbina eólica de velocidade fixa diretamente conectada à rede.	26
Figura 4 – Turbina eólica de velocidade parcialmente variável com resistência do rotor variável.	27
Figura 5 – Turbina eólica de velocidade variável com conversão parcial de energia.	28
Figura 6 – Turbina eólica de velocidade variável com conversão total de energia.	29
Figura 7 – Curva C_p em função de β e λ	33
Figura 8 – Sistema de controle do ângulo da pá utilizado.	34
Figura 9 – Modelo mecânico do eixo de transmissão de um aerogerador considerando duas massas.	35
Figura 10 – Referencial arbitrário utilizado no modelo da máquina.	36
Figura 11 – Sistema de controle do aerogerador DFIG utilizado.	40
Figura 12 – Diagrama em blocos do PLL trifásico.	41
Figura 13 – Compilação e "linkagem" do programa ATP utilizando um modelo externo.	45
Figura 14 – (a) configuração série de aerogeradores em um parque eólico típico; (b) representação equivalente.	51
Figura 15 – (a) configuração paralelo de alimentadores em um parque eólico típico; (b) representação equivalente.	52
Figura 16 – Comparação da tensão no ponto de conexão durante um defeito para rede completa e rede modelada usando o Equivalente de Regime Permanente.	54
Figura 17 – Representação gráfica dos polos e zeros da função de transferência de uma impedância.	55
Figura 18 – Efeito da correção da resistência (efeito pelicular): (a) módulo; (b) ângulo da impedância.	61
Figura 19 – Circuito RLC representativo de polos e resíduos complexos conjugados.	63
Figura 20 – Circuito RC representativo de polo e resíduo reais da impedância.	64
Figura 21 – Representação de todas as parcelas da impedância $Z(s)$ por um circuito equivalente.	65
Figura 22 – Resposta em Frequência na barra de 34,5kV do Complexo Eólico A: (a) módulo da impedância; (b) ângulo da impedância.	66
Figura 23 – Resposta em Frequência na barra de 34,5kV do Complexo Eólico B: (a) módulo da impedância; (b) ângulo da impedância.	67
Figura 24 – Resposta em Frequência na barra de 34,5kV do Complexo Eólico C: (a) módulo da impedância; (b) ângulo da impedância.	67

Figura 25 – Resposta em Frequência na barra de 34,5kV do Complexo Eólico D: (a) módulo da impedância; (b) ângulo da impedância.	68
Figura 26 – Resposta em Frequência na barra de 34,5kV do Complexo Eólico E: (a) módulo da impedância; (b) ângulo da impedância.	68
Figura 27 – Comportamento do RMSD em função da escolha do número de polos para a curva do complexo eólico C apresentada em 24.	69
Figura 28 – Comparação do ajuste utilizando 50 polos e pontos originais da rede de média tensão do complexo eólico C: (a) módulo impedância; (b) ângulo.	70
Figura 29 – Configuração de conexão do complexo eólico C no sistema.	74
Figura 30 – Detalhe da rede de média tensão da CGE 01.	75
Figura 31 – Detalhe da rede de média tensão da CGE 02.	75
Figura 32 – Detalhe da rede de média tensão da CGE 03.	76
Figura 33 – Detalhe da rede de média tensão da CGE 04.	76
Figura 34 – Configuração da rede para energização do TR03 138/34,5kV sem a presença de geração.	78
Figura 35 – Tensão 138kV durante energização TR03 do complexo eólico C sem a presença de geração.	78
Figura 36 – Tensão 34,5kV durante energização TR03 do complexo eólico C sem a presença de geração.	79
Figura 37 – Corrente de fase no TR03 em 138kV durante sua energização sem a presença de geração.	79
Figura 38 – Corrente de neutro no TR03 durante sua energização sem a presença de geração.	80
Figura 39 – Corrente total 34,5kV durante energização TR03 do complexo eólico C sem a presença de geração.	80
Figura 40 – Configuração da rede para energização do BC 16Mvar sem a presença de geração.	81
Figura 41 – Tensão 138kV durante energização do BC 16Mvar sem a presença de geração.	82
Figura 42 – Tensão 34,5kV durante energização do BC 16Mvar do complexo eólico C sem a presença de geração.	82
Figura 43 – Corrente de fase no TR01 em 138kV durante energização do BC 16Mvar sem a presença de geração.	83
Figura 44 – Corrente total 34,5kV durante energização do BC 16Mvar sem a presença de geração.	83
Figura 45 – Corrente no BC 16Mvar energizado no barramento de 34,5kV sem a presença de geração.	84
Figura 46 – Configuração da rede para energização do TR03 138/34,5kV com a presença de geração.	86
Figura 47 – Tensão 138kV durante energização TR03 do complexo eólico C com a presença de geração.	87

Figura 48 – Tensão 34,5kV durante energização TR03 do complexo eólico C sem a presença de geração.	87
Figura 49 – Corrente de fase no TR03 em 138kV durante sua energização com a presença de geração.	88
Figura 50 – Corrente de neutro no TR03 durante sua energização com a presença de geração.	88
Figura 51 – Corrente total 34,5kV durante energização TR03 do complexo eólico C com a presença de geração.	89
Figura 52 – Configuração da rede para energização do BC 16Mvar considerando a presença de geração.	90
Figura 53 – Tensão 138kV durante energização do BC 16Mvar considerando a presença de geração.	90
Figura 54 – Tensão 34,5kV durante energização do BC 16Mvar do complexo eólico C considerando a presença de geração.	91
Figura 55 – Corrente de fase no TR01 em 138kV durante energização do BC 16Mvar considerando a presença de geração.	91
Figura 56 – Corrente total 34,5kV durante energização do BC 16Mvar considerando a presença de geração.	92
Figura 57 – Corrente no BC 16Mvar energizado no barramento de 34,5kV considerando a presença de geração.	92
Figura 58 – Tempos de simulação variando-se a quantidade de aerogeradores considerando diferentes tipos de modelagens de aerogeradores.	97

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Ranking dos dez países com maior capacidade instalada de energia eólica em Fevereiro/2018.	22
Tabela 2 – Montantes de geração eólica em operação na região Nordeste por ponto de conexão em Janeiro de 2018.	24
Tabela 3 – Fatores de correção da resistência de equipamentos da rede elétrica no programa HarmZs.	61
Tabela 4 – Principais faixas de frequência envolvidas em estudos de transitórios eletromagnéticos.	65
Tabela 5 – Dados dos parques eólicos analisados.	66
Tabela 6 – Desvio médio quadrático das tensões considerando as diferentes representações em relação ao caso detalhado sem considerar a presença dos aerogeradores frente a energização de transformador.	93
Tabela 7 – Desvio médio quadrático das correntes simuladas considerando as diferentes representações em relação ao caso detalhado, sem considerar a presença dos aerogeradores frente a energização de transformador.	93
Tabela 8 – Desvio médio quadrático das tensões considerando as diferentes representações em relação ao caso detalhado sem considerar a presença dos aerogeradores frente a energização de banco de capacitor.	94
Tabela 9 – Desvio médio quadrático das correntes simuladas considerando as diferentes representações em relação ao caso detalhado, sem considerar a presença dos aerogeradores frente a energização de banco de capacitor.	94
Tabela 10 – Desvio médio quadrático das tensões considerando as diferentes representações em relação ao caso detalhado considerando a presença dos aerogeradores frente a energização de transformador.	95
Tabela 11 – Desvio médio quadrático das correntes simuladas considerando as diferentes representações em relação ao caso detalhado, considerando a presença dos aerogeradores frente a energização de transformador.	95
Tabela 12 – Desvio médio quadrático das tensões considerando as diferentes representações em relação ao caso detalhado considerando a presença dos aerogeradores frente a energização de banco de capacitor.	95
Tabela 13 – Desvio médio quadrático das correntes simuladas considerando as diferentes representações em relação ao caso detalhado, considerando a presença dos aerogeradores frente a energização de banco de capacitor.	96

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANAREDE	Análise de redes elétricas
ANATEM	Análise de Transitórios Eletromecânicos
ATP	<i>Alternative Transient Program</i>
ABEEólica	Associação Brasileira de Energia Eólica
BC	Banco de capacitores
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CGE	Centrais de Geração Eólica
CLM	Conversor do lado da máquina
CLR	Conversor do lado da rede
DFIG	Gerador de indução de dupla alimentação - <i>Double-fed induction generator</i>
DC	Corrente contínua - <i>Direct Current</i>
FP	Fator de Potência
GEWC	<i>Global Wind Energy Council</i>
HArmZs	O programa computacional para Estudos de Comportamento Harmônico e Análise Modal de Redes Elétricas
IGBT	<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i>
LER	Leilão de Energia de Reserva
MAV	Método de Ajuste Vetorial
MODELS	Linguagem de programação para modelagem de sistemas de controle no programa ATP
MPPT	<i>Maximum power point tracking</i>
MW	<i>MegaWatt</i>

ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PWM	Modulação por Largura de Pulso - <i>Pulse-Width Modulation</i>
PLL	<i>Phase-Locked Loop</i>
RMSD	<i>Root Mean Square Deviation</i>
RP	Regime Permanente
RD	Regime Dinâmico
SRF	<i>Synchronous Reference Frame</i>
TACS	<i>Transient Analysis of Control Systems</i>
UM	<i>Universal Machine</i>
VF	<i>Vector Fitting</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

β	Ângulo da pá (<i>graus</i>)
λ	Razão entre a velocidade na ponta da pá v_t (m/s) e a velocidade do vento v_w (m/s)
$\vec{\lambda}_s$	Fluxo de estator da máquina de indução
$\vec{\lambda}_r$	Fluxo de roto da máquina de indução
λ_{sd}	Componente direta do fluxo estatórico da máquina de indução
λ_{sq}	Componente em quadratura do fluxo estatórico da máquina de indução
λ_{rd}	Componente direta do fluxo rotórico da máquina de indução
λ_{rq}	Componente em quadratura do fluxo rotórico da máquina de indução
ω_{Ge}	Velocidade elétrica do gerador (<i>radele/s</i>)
ω_G	Velocidade mecânica do gerador (<i>rad/s</i>)
ω_G	Velocidade mecânica do gerador (<i>rad/s</i>)
ω_R	Velocidade mecânica do rotor (<i>rad/s</i>)
Ω	Número total de polos dominantes considerados
Ψ	Variável auxiliar para cálculo dos elementos do circuito RLC que apresenta a mesma função de transferência de um par de polos conjugados
σ	coeficiente de dispersão da máquina de indução
$\sigma(s)$	Função escalonamento
A_{wt}	Área coberta pelo rotor da turbina eólica em m^2
a_n	Pólo n de uma função de transferência
a_n^*	Conjugado do pólo n de uma função de transferência
a'	Parte real do pólo
a''	Parte imaginária do pólo
\tilde{a}_n	Conjunto de polos iniciais especificado para inicialização do MAV

C_p	Coeficiente de performance ou coeficiente de potência
c_n	Resíduo associado ao pólo a_n
c_n^*	Conjugado do resíduo n de uma função de transferência
c'	Parte real do resíduo
c''	Parte imaginária do resíduo
C_{pk}	Capacitor paralelo do circuito RLC que apresenta a mesma função de transferência de um par k de polos conjugados
D	Amortecimento do eixo mecânico
d	Termo direto da função de transferência na forma de frações parciais que representa o valor da função de transferência quando esta tende para o infinito
\vec{i}_s	Corrente de estator na máquina de indução
i_{sd}	Componente direta da corrente de estator da máquina de indução
i_{sq}	Componente em quadratura da corrente de estator da máquina de indução
\vec{i}_r	Corrente de rotor na máquina de indução
i_{rd}	Componente direta da corrente de rotor da máquina de indução
i_{rq}	Componente em quadratura da corrente de rotor da máquina de indução
J_R	Inércia do rotor de uma grande turbina, representando as pás e o cubo
J_G	Inércia do gerador
K	Rigidez do eixo mecânico
L_r	Indutância do rotor da máquina de indução
L_s	Indutância do estator da máquina de indução
L_m	Indutância mútua da máquina de indução
L_{sk}	Indutor série do circuito RLC que apresenta a mesma função de transferência de um par k de polos conjugados
N	Número total de polos originais da função de transferência
P_{wt}	Potência extraída do vento

ρ	Densidade do ar em (kg/m^3)
R	Raio da turbina (m)
R_s	Resistência do estator do gerador de indução
R_r	Resistência do roto do gerador de indução
$R(f)$	Valor da resistência corrigida com a frequência do equipamento
R_{pk}	Resistor paralelo do circuito RLC que apresenta a mesma função de transferência de um par k de polos conjugados
R_{sk}	Resistor série do circuito RLC que apresenta a mesma função de transferência de um par k de polos conjugados
S_t	Perdas totais obtidas considerando a conexão série de aerogeradores
T_R	Torque aerodinâmico do rotor
T_S	Torque no eixo de baixa velocidade
T_e	Torque elétrico do gerador
v_t	Velocidade na ponta da pá (m/s)
v_w	Velocidade do vento (m/s)
\vec{v}_s	Tensão de estator na máquina de indução
v_{sd}	Componente direta da tensão de estator da máquina de indução
v_{sq}	Componente em quadratura da tensão de estator da máquina de indução
\vec{v}_r	Tensão de rotor na máquina de indução
v_{rd}	Componente direta da tensão de rotor da máquina de indução
v_{rq}	Componente em quadratura da tensão de rotor da máquina de indução
Z_s	Impedância série equivalente obtida pelo equivalente de regime permanente
Z_P	Impedância paralelo equivalente obtida pelo equivalente de regime permanente
$Z_k(s)$	Impedância série do circuito RLC que apresenta a mesma função de transferência de um par k de polos conjugados

Sumário

1	INTRODUÇÃO	20
1.1	Tipos de aerogeradores	25
1.1.1	<i>Turbina eólica de velocidade fixa (Tipo A)</i>	25
1.1.2	<i>Turbina eólica de velocidade parcialmente variável com resistência do rotor variável (Tipo B)</i>	26
1.1.3	<i>Turbina eólica de velocidade variável com conversão parcial de energia (Tipo C)</i>	27
1.1.4	<i>Turbina eólica de velocidade variável com conversão total de energia (Tipo D)</i>	28
1.2	Objetivos	29
1.3	Organização textual	31
2	MODELO DO AEROGERADOR DE DUPLA ALIMENTAÇÃO	32
2.1	Modelagem aerodinâmica	32
2.2	Controle do ângulo de passo das pás	33
2.3	Sistema mecânico	35
2.4	Controle elétrico do DFIG	36
2.5	Modelagem do PLL	40
2.6	Sumário	41
3	MODELAGEM DISCRETIZADA DA MÁQUINA DE INDUÇÃO E CONEXÃO COM A REDE	42
3.1	Modelos Externos no programa ATP	42
3.2	Modelo da máquina de indução	45
3.3	Método de Runge-Kutta aplicado na discretização do modelo da máquina	47
3.4	Modelagem dos conversores e conexão com a rede	48
3.5	Sumário	49
4	REPRESENTAÇÃO DE REDES COLETORAS	50
4.1	Representação em estudos de regime permanente e estabilidade	50
4.2	Utilização de polos e resíduos para representação de redes coletoras	54
4.2.1	<i>Estágio 1: Identificação dos polos</i>	57
4.2.2	<i>Estágio 2: Identificação dos resíduos</i>	59
4.3	Representação de polos e resíduos em programas de transitórios eletromagnéticos	62
4.4	Características das redes de média tensão e influência do número de polos	65

4.5	Sumário	71
5	RESULTADOS DE SIMULAÇÃO	72
5.1	Considerações das análises	72
5.2	Simulações sem a presença de aerogeradores e transformadores elevadores 34,5/0,69kV	77
5.2.1	<i>Energização de transformador sem a presença de aerogeradores e transformadores elevadores</i>	77
5.2.2	<i>Energização de banco de capacitor sem a presença de aerogeradores e transformadores elevadores</i>	81
5.3	Simulações com a presença de aerogeradores e transformadores elevadores 34,5/0,69kV	84
5.3.1	<i>Energização de transformador considerando a presença de aerogeradores e transformadores elevadores</i>	85
5.3.2	<i>Energização de banco de capacitor considerando a presença de aerogeradores e transformadores elevadores</i>	89
5.4	Análise quantitativa das grandezas simuladas utilizando o desvio médio quadrático	93
5.4.1	<i>Energização de transformador sem considerar a presença dos aerogeradores</i>	93
5.4.2	<i>Energização de banco de capacitor sem considerar a presença dos aerogeradores</i>	94
5.4.3	<i>Energização de transformador considerando a presença dos aerogeradores</i>	94
5.4.4	<i>Avaliação dos tempos de simulação considerando a presença de modelos de aerogeradores</i>	96
5.5	Sumário	98
6	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	100
6.1	Trabalhos futuros	102
	REFERÊNCIAS	104

1 INTRODUÇÃO

O grande potencial eólico brasileiro aliado aos investimentos crescentes viabilizados através de leilões de energia transformou a geração eólica em uma realidade no sistema elétrico brasileiro. A criação em 2002 do PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, que tinha o objetivo de incentivar o desenvolvimento das fontes renováveis na matriz energética, abriu caminho para a fixação da indústria de componentes e turbinas eólicas no país. O Programa permitiu, além de outras fontes de energia, a implantação de 1.422,92 MW de 54 usinas eólicas com garantia de contratação por 20 anos pela Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobrás).

No final de 2009, ocorreu o Segundo Leilão de Energia Reserva (LER), que foi o primeiro leilão de comercialização de energia voltado exclusivamente para a fonte eólica. O Leilão de Energia Reserva contrata um volume de energia além daquele estimado para suprir a demanda do país. O 2º LER foi um sucesso com a contratação de 1,8GW e abriu portas para novos leilões que ocorreram nos anos seguintes.

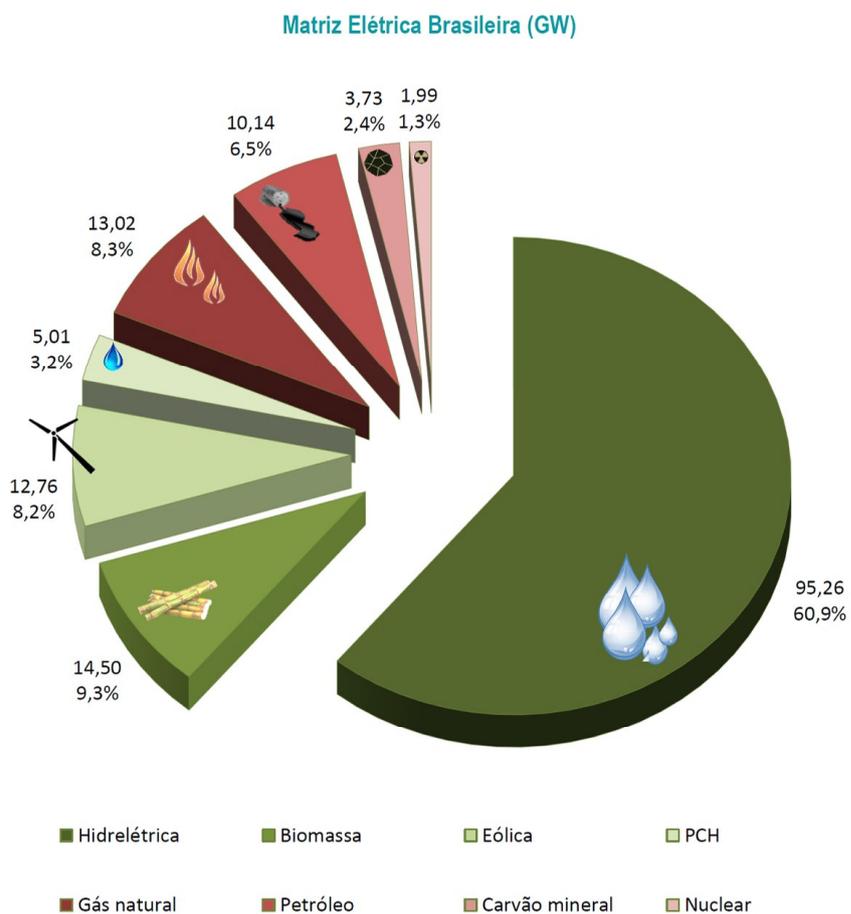
Em 2010, foram realizados o 3º LER e o Leilão de Fontes Alternativas (LFA) onde foram contratados 2GW de fonte eólica. Esses leilões não trabalhavam mais com o modelo exclusivamente eólico, mas sim contemplavam diversas fontes renováveis competindo entre si para negociar sua energia no leilão. No ano de 2011, contamos com mais três leilões, o 4º LER, o A-3 e o A-5 onde a fonte eólica teve grande destaque ao negociar o total de 2,9GW. Em dezembro de 2012, ocorreu o leilão A-5, que contratou energia para início de suprimento em 2017. Neste leilão, foram contratados 281,9MW.

Em 2013, foram contratados 4,71 GW de potência, um recorde celebrado pelo setor e certamente um ano que virou marco histórico. Esse montante foi contratado em três leilões realizados ao longo do segundo semestre. No ano de 2014, a contratação foi de 2,25 GW, em três leilões: um A-3, um LER e um A-5. Em 2015, o montante total de energia eólica contratado em leilões foi de 1,2 GW. Além do PROINFA e dos leilões, a fonte eólica também comercializa sua energia, em uma escala menor, no Mercado Livre onde as condições contratuais são livremente negociadas.

A matriz elétrica brasileira iniciou o ano de 2018 com uma participação de geração eólica de aproximadamente 8,2% e capacidade instalada de 12,76GW. A atual matriz elétrica brasileira é apresentada na Figura 1. Em relação ao cenário mundial, segundo informações do Conselho Global de Energia Eólica (*Global Wind Energy Council - GWEC*), foram adicionados 52,6 GW de potência eólica à produção mundial em 2017, totalizando 487,7 GW de capacidade instalada.

O Brasil vem ganhando posições no Ranking dos dez países com maior capacidade instalada de energia eólica. Em relação ao ano de 2017, o Brasil subiu uma posição e aparece em

Figura 1 – Matriz Elétrica Brasileira, Janeiro/2018.



Fonte: (ABEEÓLICA, 2018).

8º colocado na lista dos maiores países, ultrapassando o Canadá, com 12,2 GW como pode ser observado na Tabela 1.

Tabela 1 – Ranking dos dez países com maior capacidade instalada de energia eólica em Fevereiro/2018.

País	Potência instalada (MW)	Participação (%)
China	188.232	35
Estados Unidos	89.077	17
Alemanha	56.132	10
Índia	32.848	6
Espanha	23.170	4
Reino Unido	18.872	3
França	13.759	3
Brasil	12.763	2
Canadá	12.239	2
Itália	9.479	2
Resto do mundo	83.008	15

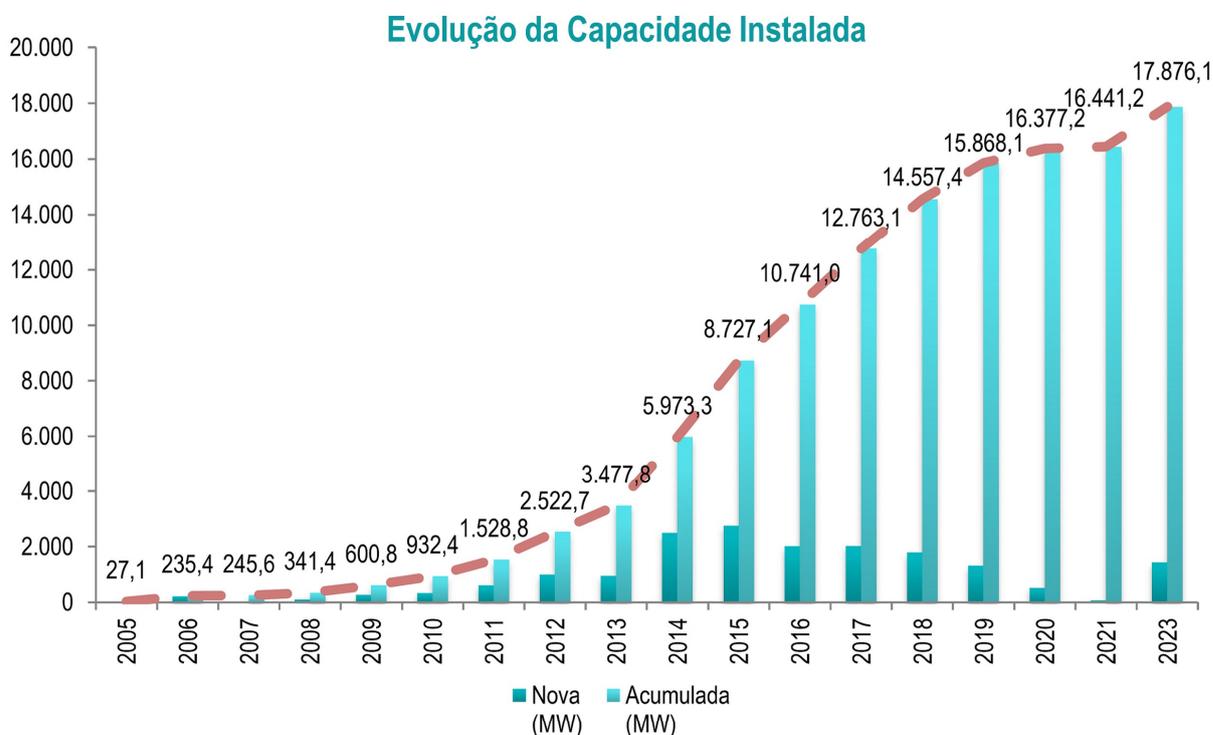
Fonte: (GLOBAL... , 2018).

Em virtude das capacidades contratadas nos ambientes de contratação livre (ACL) e regulado (ACR), verifica-se uma projeção de aproximadamente 18GW de potência instalada de geração eólica até o horizonte de 2023. A Figura 2 apresenta a evolução da capacidade instalada de geração eólica a partir de 2005.

Apesar de se encontrar parques eólicos na maioria dos estados do Nordeste, as maiores concentrações estão nos estados da Bahia, Rio Grande do Norte e Ceará. Diante disso, a representação de parques eólicos em estudos elétricos faz parte do dia-a-dia e dificilmente ocorrem situações onde não se tenha de considerar algum parque eólico na região elétrica analisada. A Tabela 2 exemplifica isto, mostrando as subestações onde estão conectadas e os montantes de geração eólica em operação na região Nordeste em Janeiro de 2018. A geração eólica na região Nordeste concentra em torno de 9,8GW da potência instalada do país, representando cerca de 77% do total e observando a matriz elétrica, esta geração chega a representar 6,3%.

Um parque eólico, diferentemente de uma usina Hidráulica ou Térmica, apresenta suas unidades geradoras separadas por centenas de metros ou até quilômetros devido à disposição dos aerogeradores para o aproveitamento do vento e fatores como o relevo, levando a várias conexões por cabos subterrâneos e/ou aéreos. Devido a isso, quando se pretende analisar uma região com grande presença de geração eólica, uma representação detalhada de todos os circuitos de todos parques eólicos envolvidos na análise se torna impraticável. Dependendo do tipo do estudo a ser realizado, podem ser utilizadas simplificações que não comprometam os tempos de simulações e análise envolvidos sem perder a fidedignidade. Em análises de fluxo de potência e estabilidade eletromecânica, é utilizada uma metodologia descrita em (MULJADI E. ; BUTTERFIELD et al., 2006), que parte do princípio que as perdas ativas e quedas de tensão nos sistemas detalhado e equivalente devem ser iguais. Esta metodologia, que é aceita pelo ONS - Operador Nacional do Sistema, apresenta resultados muito próximos e em alguns casos idênticos em análises de

Figura 2 – Evolução da capacidade instalada de usinas eólicas no Brasil, contemplando apenas usinas em operação comercial.



Fonte: (ABEEÓLICA, 2018).

fluxo de potência utilizando o programa ANAREDE e estabilidade eletromecânica utilizando o programa ANATEM (SANTOS, 2012), ambos desenvolvidos pelo CEPEL.

O foco do presente trabalho está na análise de transitórios eletromagnéticos, onde o nível de detalhamento dos modelos matemáticos dos equipamentos deve ser rigoroso e simplificações, quando realizadas, devem levar em consideração os diversos fenômenos inerentes a este tipo de análise. Nestes estudos, os elementos que compõem o sistema elétrico, tais como linhas de transmissão, transformadores e diversos outros equipamentos devem ser representados o mais precisamente possível, considerando seus fenômenos físicos tais como ondas viajantes em linhas de transmissão, saturação e histerese de transformadores, dentre outros (DOMMEL, 1986). Pode-se, ainda, incluir modelagens específicas de vários equipamentos como transformadores de correntes (TC), para-raios e modelos mais elaborados de linhas de transmissão com representação da dependência dos parâmetros com a frequência.

Os estudos de transitórios eletromagnéticos de energização de transformadores, linhas de transmissão e bancos de capacitores são os mais comumente realizados. Nestes, a dificuldade de representação de regiões com grande presença de parques eólicos se evidencia porque o nível de detalhe das representações tem influência crucial nos resultados. Além disso, sempre se objetivará

Tabela 2 – Montantes de geração eólica em operação na região Nordeste por ponto de conexão em Janeiro de 2018.

Estado	Ponto de conexão	Potência instalada (MW)	Total (MW)
BA	Bonito - 138kV	66	2439,44
	Brotas de Macaúbas - 230 kV	95,2	
	Brumado II - 230 kV	90,0	
	Campo Formoso - 230 kV	180,0	
	Igaporã II - 230/69 kV	780,5	
	Irecê - 230/138 kV	260,5	
	Juazeiro II - 230 kV	180	
	Morro do Chapéu - 230/69 kV	207,7	
	Pindaí II - 69 kV	271,0	
	Sobradinho - 230 kV	308,55	
CE	Acaraú II - 230/69 kV	364,8	1600,93
	Ibiapina II - 69 kV	153,2	
	Pecém II - 230 kV	497,1	
	Russas II - 230 kV	138,5	
	Sobral III - 230 kV	348,6	
MA	Miranda II 500kV	220,8	220,8
PE	Garanhuns II - 230 kV	539,34	619,24
	Tacarutu - 230 kV	79,9	
PI	Curral Novo do Piauí - 230 kV	1213,2	1418,3
	Picos - 230 kV	205,1	
RN	Açu II - 230 kV	442,7	3511,35
	Extremoz II - 230 kV	145,8	
	João Câmara II - 230/69 kV	652,5	
	João Câmara III - 138 kV	1364,66	
	Lagoa Nova II - 69 kV	438,0	
	Mossoró II - 230 kV	359,7	
	Mossoró IV - 230 kV	98,7	
	Touros - 230 kV	108	

Fonte: (DOP, 2018).

equilibrar as representações detalhadas dos equipamentos com o esforço computacional (tempo de processamento) despendido para se realizar os estudos de transitórios eletromagnéticos. Nesse sentido, faz-se necessário modelar de forma detalhada a área de interesse, onde se queira investigar o comportamento diante de fenômenos transitórios eletromagnéticos e utilizar modelos equivalentes/simplificados para modelar a região que não é de interesse no estudo.

Os estudos que são realizados atualmente fazem o uso de representações agregadas de parques eólicos e esta representação tende a se manter devido à grande quantidade de parques eólicos em operação e previstos. Com isso, uma das principais motivações deste trabalho é avaliar quantitativamente o desempenho de algumas representações comumente utilizadas em estudos de transitórios eletromagnéticos através de comparações das grandezas elétricas obtidas em relação a representação detalhada de um determinado parque eólico.

1.1 Tipos de aerogeradores

O uso da energia eólica em larga escala só começou nos anos 1980 com turbinas eólicas de apenas alguns kW de capacidade e, devido a isso, parques eólicos com estas turbinas praticamente não produziam impacto na rede elétrica. A tecnologia utilizada nas turbinas eólicas era baseada em geradores de indução diretamente conectados à rede. Nesta tecnologia, variações na velocidade do vento são quase que diretamente transferidas para a rede elétrica e não permitem o controle sobre a potência ativa e reativa gerada. Estas grandezas são bastante importantes por produzirem impacto na frequência e tensão da rede. Com o aumento do tamanho das turbinas eólicas e parques eólicos, o controle sobre estas grandezas se tornou ainda mais importante, sendo necessária a utilização da eletrônica de potência como interface entre a turbina e a rede elétrica. Com o desenvolvimento tecnológico das turbinas eólicas, o nível de potência alcançou rapidamente a faixa de MW e os parques eólicos cresceram para um patamar elevado sendo necessário desempenhar um papel ativo no sistema elétrico. Assim, os procedimentos de rede passaram a exigir das turbinas eólicas vários requisitos de controle para conexão à rede. Os sistemas de geração eólica usam turbinas de velocidade fixa ou variável e podem ainda ser categorizadas em quatro tipos principais (IOV; BLAABJERG, 2008). Estes tipos são brevemente descritos a seguir.

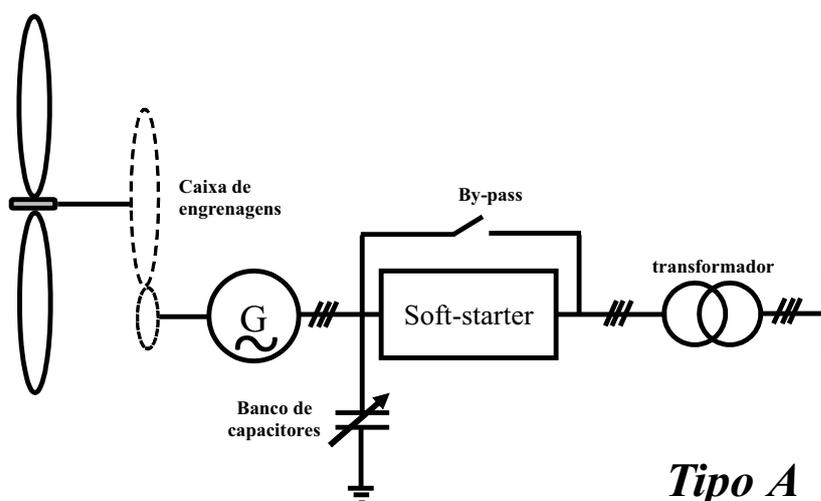
1.1.1 Turbina eólica de velocidade fixa (Tipo A)

Esta turbina eólica se caracteriza por operar em velocidade fixa e utilizar gerador de indução com rotor do tipo gaiola. A Figura 3 apresenta a configuração deste tipo de turbina. A operação com velocidade constante impede que o gerador trabalhe no ponto de máxima extração de potência e variações na velocidade do vento são convertidas em flutuações no torque mecânico, que se refletem em flutuações na potência ativa gerada. Dependendo da rede em que está conectada, flutuações na potência gerada podem ocasionar flutuações de tensão no ponto de conexão. Este tipo de configuração também apresenta alto consumo de potência reativa quando em operação, necessitando de compensação de potência reativa para reduzir as solicitações a rede. Esta compensação é realizada por chaveamento contínuo de unidades capacitivas conectadas nos seus terminais. A conexão suave deste tipo de turbina pode ser realizada com a utilização de um *soft-starter*.

Alguns pontos são importantes citar com relação à operação deste tipo de turbina no sistema elétrico brasileiro. Os parques eólicos são conectados através de linhas de transmissão em subestações da rede básica e, dependendo das distâncias em relação a transmissão e ao efeito *Ferranti*, as capacitâncias destas linhas podem apresentar grandes valores. A combinação destas capacitâncias com os capacitores presentes nos terminais dos geradores de indução durante um evento de desconexão do parque do sistema pode levá-los a apresentar fenômeno de auto-excitação (SENA; RAMOS,). Este fenômeno é caracterizado pela elevação exponencial da tensão terminal e é agravada pela sobrevelocidade do gerador durante o evento. A rápida

atuação da proteção de sobretensão nesta situação é necessária para desconexão da turbina. Em situações deste tipo, a característica de absorção de potência reativa da rede pelas turbinas pode ser aproveitada para compensar a potência reativa capacitiva da linha de transmissão de conexão do parque e auxiliar em situações onde os elementos indutivos da rede não sejam suficientes para reduzir as tensões aos valores aceitáveis. Assim, os elementos capacitivos da turbina podem ser desligados contribuindo para o controle de tensão.

Figura 3 – Turbina eólica de velocidade fixa diretamente conectada à rede.

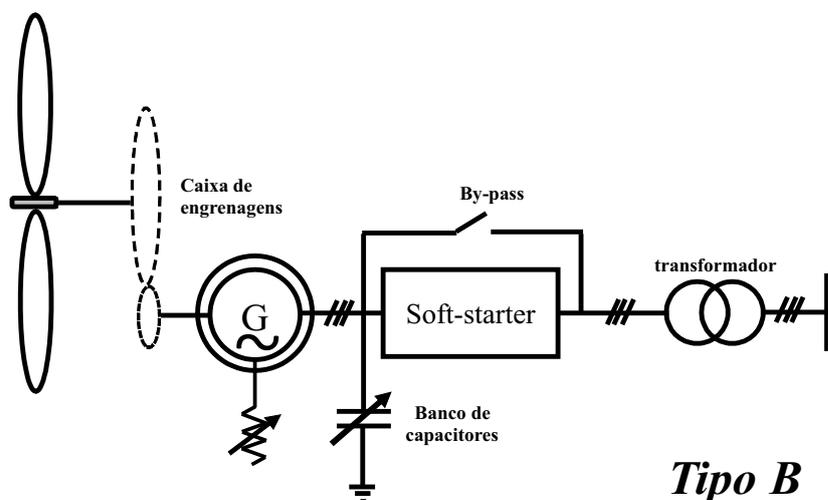


Fonte: Adaptado de (IOV; BLAABJERG, 2008).

1.1.2 Turbina eólica de velocidade parcialmente variável com resistência do rotor variável (Tipo B)

Esta configuração corresponde à turbina eólica de velocidade parcialmente variável, que utiliza gerador de indução de rotor bobinado diretamente conectado à rede. Os enrolamentos do rotor do gerador são conectados em série com resistências controladas. Desta forma, as resistências totais do rotor podem ser controladas e conseqüentemente o escorregamento e a potência de saída também são controlados. A faixa de variação da velocidade da turbina é definido pelo valor da resistência em série. Esta faixa é geralmente pequena, tipicamente 0-10% acima da velocidade síncrona. Este tipo de turbina também possui banco de capacitores que regulam a potência reativa solicitada à rede. A Figura 4 apresenta a configuração deste tipo de turbina.

Figura 4 – Turbina eólica de velocidade parcialmente variável com resistência do rotor variável.

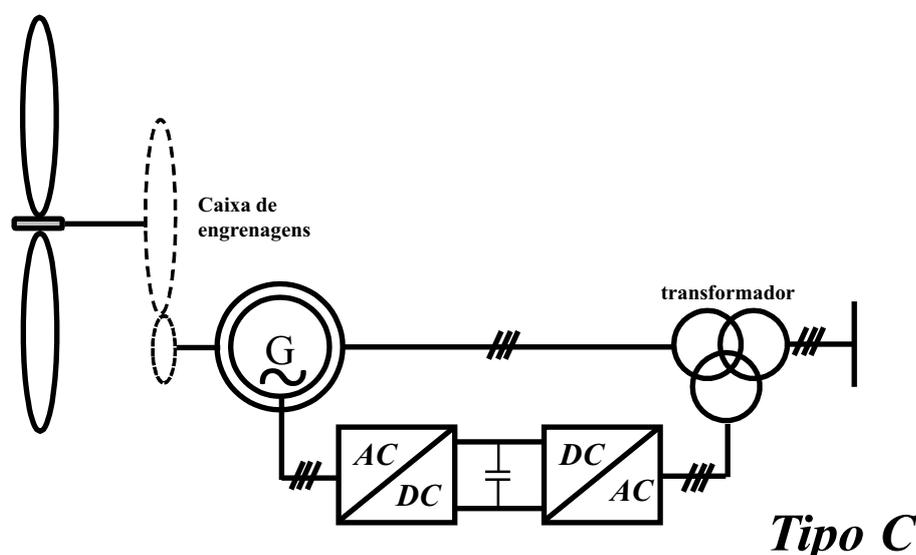


Fonte: Adaptado de (IOV; BLAABJERG, 2008).

1.1.3 Turbina eólica de velocidade variável com conversão parcial de energia (Tipo C)

Esta configuração é conhecida como gerador de indução de dupla alimentação ou *doubly-fed induction generator (DFIG)*. Nesta configuração, os enrolamentos de estator estão diretamente conectados à rede, enquanto os enrolamentos de rotor estão conectados a um conversor *back-to-back*. O conversor conectado ao rotor permite o controle do módulo e fase das correntes que circulam no rotor, e assim, permite também controlar as potências ativa e reativa entregues à rede. Desta forma, não há necessidade de instalação de capacitores para compensar o fator de potência. O conversor do lado da rede tem a função de controlar a tensão do barramento CC e manter a operação deste conversor em um valor de potência reativa determinado. A potência ativa pode ser entregue à rede através do circuito de estator ou rotor, mas a direção do fluxo de potência no rotor dependerá se o gerador opera acima ou abaixo da velocidade síncrona. Em ambas as situações, o estator entrega potência ativa à rede. A potência ativa que flui através do circuito de rotor é vinculada ao escorregamento do gerador e esta característica permite que conversor tenha potência nominal de apenas $\pm 30\%$ da potência nominal do gerador. Isto garante grande competitividade do ponto de vista econômico e justifica sua maior quantidade em parques eólicos instalados atualmente. A Figura 5 apresenta uma descrição desta configuração.

Figura 5 – Turbina eólica de velocidade variável com conversão parcial de energia.

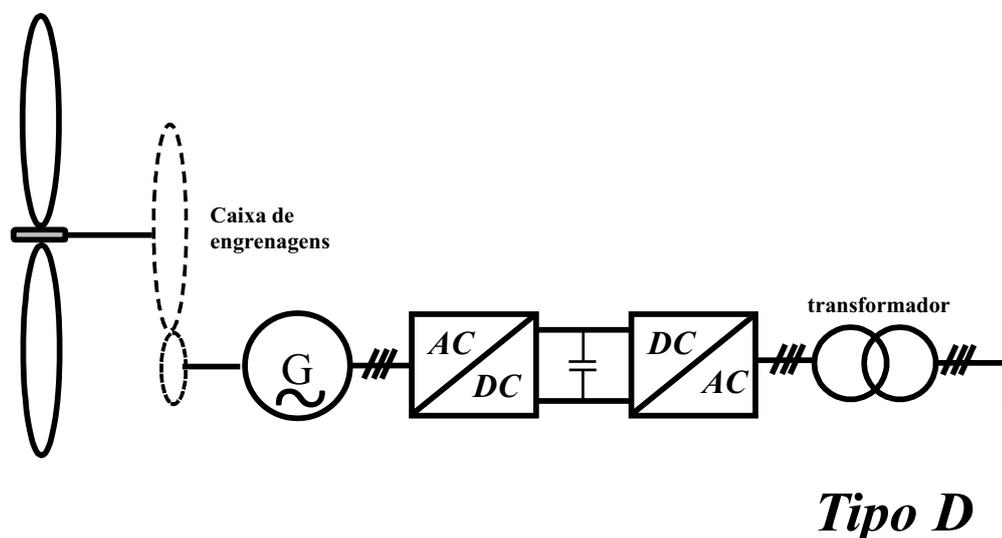


Fonte: Adaptado de (IOV; BLAABJERG, 2008).

1.1.4 Turbina eólica de velocidade variável com conversão total de energia (Tipo D)

Esta configuração corresponde a turbina eólica de velocidade variável com conversão total de energia. O gerador é conectado à rede através de um conversor de potência com a mesma potência nominal do gerador. A Figura 6 apresenta uma descrição desta configuração. O conversor realiza a compensação de potência reativa e garante uma conexão suave à rede. O gerador pode ser eletricamente excitado (gerador síncrono com rotor bobinado) ou excitado por ímã permanente. Devido ao grande número de polos, esta configuração não necessita de caixa de transmissão, resultando em redução no tempo e custo de manutenção. Em contrapartida, a presença de um conversor de mesma potência do gerador acarreta maiores custos de produção. Como o gerador é conectado à rede através da conversão total de potência, esta configuração praticamente desacopla o gerador da rede, sendo muito comum a não representação do gerador em estudos elétricos assumindo que o impacto na rede é caracterizado apenas pelo conversor.

Figura 6 – Turbina eólica de velocidade variável com conversão total de energia.



Fonte: Adaptado de (IOV; BLAABJERG, 2008).

1.2 Objetivos

Este trabalho tem por objetivo realizar uma comparação da utilização de modelos agregados de aerogeradores com representações simplificadas da rede de média tensão em relação à representação detalhada de parques eólicos avaliando as respostas das grandezas elétricas dos elementos do sistema frente a manobras usuais da rede básica utilizando o programa ATP.

São analisadas representações agregadas com foco nas redes de média tensão comparando os níveis de complexidade, esforço computacional e proximidade das respostas em relação à representação detalhada. Esta comparação possibilitará ter segurança nos estudos de transitórios eletromagnéticos com a presença de modelos agregados e identificação das limitações destas representações.

Neste trabalho são analisadas duas abordagens bastante simplificadas como representação apenas do somatório das capacitâncias dos cabos elétricos presentes nos parques eólicos e a representação já bastante utilizada em estudos de fluxo de potência e estabilidade eletromecânica denominada Equivalente de Regime Permanente. Também é analisada uma abordagem mais elaborada, que objetiva manter a mesma resposta em frequência de sequência positiva entre os sistemas equivalente e detalhado. Esta abordagem representará a rede pelos polos e zeros da função de transferência da rede coletora. Os polos e zeros da rede são obtidos utilizando a técnica de ajuste vetorial (GUSTAVSEN B.; SEMLYEN, 1999) denominada *Vector Fitting* ou

Método de Ajuste Vetorial (MAV), que realiza aproximação de respostas em frequência por funções racionais. Este método tem sido bastante utilizado para modelar linhas de transmissão, transformadores e equivalentes de rede. Os dados da resposta em frequência da rede, que é ponto de partida para utilização do método, podem ser obtidos utilizando o programa HarmZs do CEPEL.

Todos os parques eólicos em operação no país possuem sua rede coletora modelada detalhadamente no programa ANAREDE devido a necessidade de montagem destes arquivos pelos acessantes na etapa de realização dos estudos de conexão à rede. O programa HarmZs permite a conversão direta destes arquivos para seu formato específico, eliminando a necessidade de modelagem da rede no programa ATP. Apesar disto, a representação detalhada de um parque eólico considerando todos os seus cabos subterrâneos, transformadores e aerogeradores representados individualmente no programa ATP, neste trabalho, se faz necessária para servir de base de comparação as representações equivalentes analisadas. Um modelo de aerogerador desenvolvido utilizando o recurso de *Foreign Models* é utilizado para modelar o parque eólico escolhido para realização das análises. Este recurso permite utilizar modelos desenvolvidos em outras linguagens de programação (FORTRAN ou C) compiladas junto ao programa ATP e proporciona menores tempos de processamento e simplificação na montagem dos arquivos de simulação para realização das simulações de comparação necessárias ao trabalho.

Os objetivos específicos desta dissertação são listados a seguir:

1. Apresentar a modelagem discreta da máquina de indução utilizada para modelar o aerogerador DFIG no programa ATP, sistemas de controle utilizados e apresentação do recurso *Foreign Models*;
2. Apresentar a representação equivalente da rede de média tensão mais comumente utilizada em estudos de fluxo de carga e estabilidade. Apresentar o método de ajuste vetorial e definir uma metodologia de representação dos polos e resíduos através de circuitos RLC para simulações computacionais em programas de transitórios eletromagnéticos;
3. Avaliar a faixa de frequência a ser analisada e influência do número de polos escolhido para determinação do ajuste das respostas em frequência;
4. Realizar simulações de energização de transformadores e bancos de capacitores com o parque eólico modelado com geração eólica nula e plena utilizando o modelo do aerogerador desenvolvido;
5. Com base nas simulações realizadas tentar identificar quais são as limitações das representações agregadas das redes de média tensão de parques eólicos em estudos de transitórios eletromagnéticos e realizar uma análise quantitativa das simulações utilizando uma figura de mérito.

1.3 Organização textual

Este trabalho está organizado nos seguintes capítulos:

- **Capítulo 2** - Um breve resumo do aerogerador DFIG, incluindo os sistemas de controle utilizados, modelagem aerodinâmica, controle do ângulo de passo das pás, sistema mecânico e PLL utilizados no trabalho.
- **Capítulo 3** - Utilização do método Runge Kutta de quarta ordem para simulação discreta do gerador de indução utilizando *Foreign Models*.
- **Capítulo 4** - Apresentação das características de redes de média tensão e suas representações equivalentes em estudos de fluxo de carga e estabilidade. Análise de resposta em frequência de algumas rede de média tensão. Utilização da ferramenta MAV para representar as redes de média tensão e representação de polos e resíduos obtidos nos programas de simulação.
- **Capítulo 5** - Comparação das abordagens apresentadas frente à energização de transformadores e bancos de capacitores em relação às respostas da representação detalhada dos parques eólicos.
- **Capítulo 6** - São apresentadas as conclusões gerais do trabalho e sugestões de trabalhos futuros.

2 MODELO DO AEROGERADOR DE DUPLA ALIMENTAÇÃO

Para o desenvolvimento deste trabalho foi escolhida a modelagem do aerogerador DFIG devido a este tipo ser a maioria nos parques eólicos instalados no Nordeste brasileiro. Assim, este capítulo apresenta uma breve descrição do aerogerador DFIG, incluindo a modelagem aerodinâmica, controle do ângulo de passo das pás, sistema mecânico, sistemas de controle do aerogerador e PLL utilizados no trabalho.

2.1 Modelagem aerodinâmica

A potência extraída do vento depende do raio da turbina, velocidade do vento, da velocidade da turbina e do ângulo de passo.

$$P_{wt} = \frac{\rho}{2} A_{wt} C_p(\lambda, \beta) v_w^3. \quad (1)$$

A potência extraída do vento pode ser expressa através da equação (1), onde ρ é a densidade do ar em (kg/m^3), C_p o coeficiente de performance ou coeficiente de potência, λ a razão entre a velocidade na ponta da pá v_t (m/s) e a velocidade do vento v_w (m/s), β o ângulo da pá (graus) e A_{wt} a área coberta pelo rotor da turbina eólica em (m^2). A relação de velocidade λ é definida como em (2), onde $\omega_t R$ é a velocidade da ponta da pá e R é o raio da pá da turbina:

$$\lambda = \frac{\omega_t R}{v_w}. \quad (2)$$

$$C_p(\lambda, \beta) = 0.73 \left(\frac{151}{\lambda_i} - 0.58\beta - 0.002\beta^{2.14} - 13.2 \right) e^{-18.4/\lambda_i}, \quad (3)$$

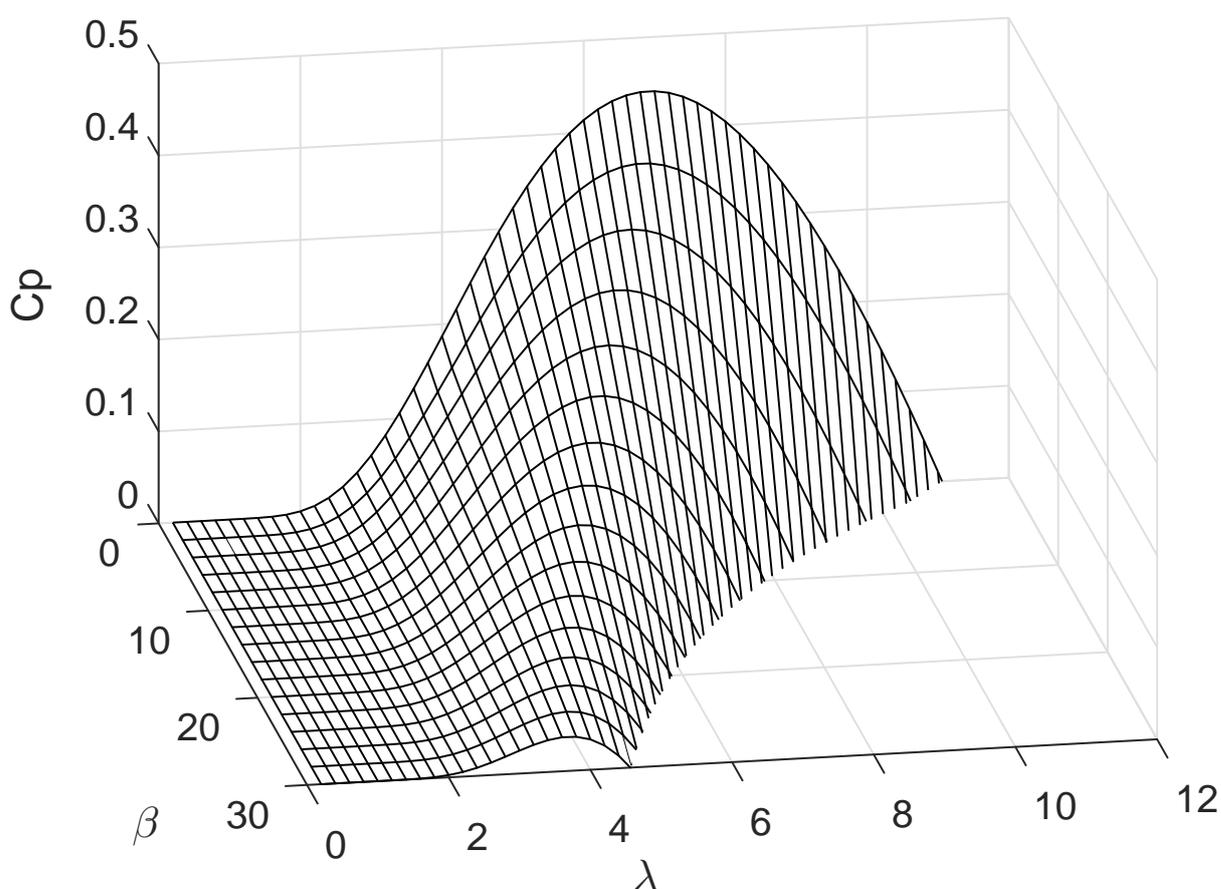
$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda - 0.02\beta} - \frac{0.003}{\beta^3 + 1}}. \quad (4)$$

Quando a documentação do fabricante é consultada, pode se verificar que as curvas de potência de turbinas eólicas individuais mostram um alto grau de similaridade. Portanto, não é considerado necessário usar diferentes aproximações para esta curva em diferentes turbinas eólicas (SLOOTWEG et al., 2003). Várias aproximações são usadas para representar o coeficiente de potência. A mais utilizada é apresentada na Equação (3), onde o fator λ_i é expresso na Equação (4).

As diferenças entre as curvas das diferentes turbinas eólicas são muito pequenas e podem ser desprezadas, embora sejam muito importantes em outras situações como no cálculo do rendimento energético. A Figura 7 apresenta o comportamento do coeficiente de potência

utilizando as equações (3) e (4) para uma faixa de valores de β e λ . Como se pode observar, o C_p é uma superfície em função de β e λ . Alguns fabricantes, a partir dos conjuntos de curvas C_p levantadas experimentalmente em suas turbinas, realizam interpolações em três dimensões para obter valores intermediários do coeficiente de potência.

Figura 7 – Curva C_p em função de β e λ .



Fonte: próprio autor.

2.2 Controle do ângulo de passo das pás

Em baixas velocidades, uma turbina eólica não gera nenhuma potência ativa porque o fluxo de ar contém pouca energia. Entre a velocidade de *cut-in* (da ordem de 3 a 5 m/s) e a velocidade nominal do vento (da ordem de 11 m/s a 16 m/s), a potência gerada é diretamente dependente da velocidade do vento, embora não seja proporcional a ela como pode ser observado em (1). Quando a velocidade do vento aumenta a níveis acima da velocidade nominal do vento, a potência ativa gerada não pode acompanhar este aumento porque poderá causar sobrecarga no

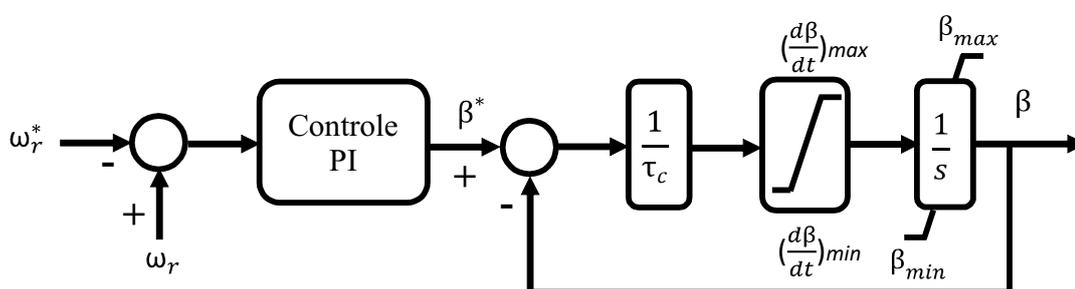
gerador e/ou conversor (MUGHAL; GUOJIE, 2015). Devido a isso, a eficiência aerodinâmica deve ser reduzida com o objetivo de limitar a potência extraída do vento. Esta ação corresponde a uma redução do coeficiente de performance (C_p) e pode ser realizada de duas formas.

A primeira forma é realizar o *design* das pás de forma que sua eficiência intrínseca seja diminuída em velocidades do vento acima da nominal. Esta abordagem é chamada de controle *stall*. Neste caso, não existe sistema de controle ativo aplicado e o valor de C_p não é dependente do ângulo da pá. A segunda forma é reduzir a eficiência aerodinâmica virando as pás em relação à direção do vento usando sistemas hidráulicos ou motores elétricos. Esta abordagem é chamada *pitch control*. Em relação ao *stall control*, o *pitch control* necessita de sistemas de controle ativos para girar as pás. *Stall control* é frequentemente utilizado em turbinas de velocidade constante e *pitch control* utilizado em turbinas de velocidade variável.

Quando a velocidade do vento alcança valores muito altos, a energia contida no fluxo de ar e as cargas na estrutura da turbina também se tornam muito altas. Nesta velocidade, chamada de *cut-out*, a turbina é desligada para evitar danos. Dependendo de como a turbina é otimizada (baixas ou altas velocidades) o valor de *cut-out* fica entre 17 e 30 m/s.

Neste trabalho, o diagrama de blocos do sistema de controle do ângulo de passo das pás é apresentado na Figura 8. A velocidade de referência é comparada com a velocidade medida gerando um erro de velocidade. Este erro é entrada de um controlador do tipo proporcional-integral (PI) e a saída deste controlador é limitada aos valores máximos/mínimos de β . Este valor de β é comparado com o valor atual do ângulo e inserido em um controle integral atrelado à constante de tempo mecânica do servomotor com limitação na velocidade máxima/mínima de alteração do ângulo da pá.

Figura 8 – Sistema de controle do ângulo da pá utilizado.

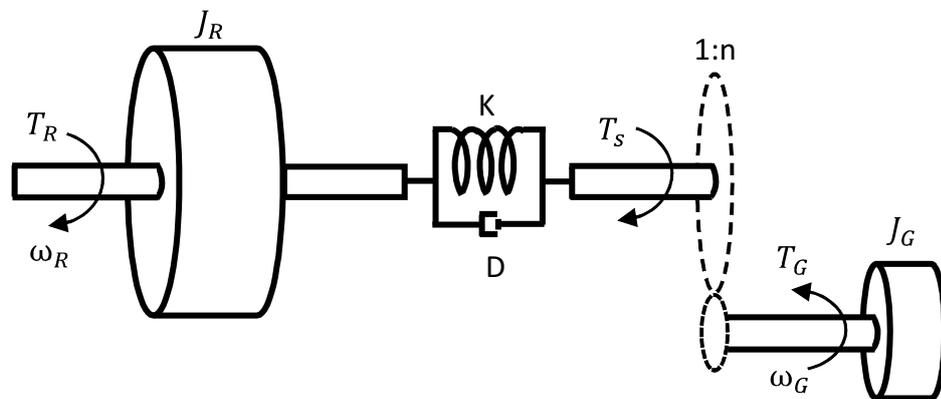


Fonte: Adaptado de (MUGHAL; GUOJIE, 2015).

2.3 Sistema mecânico

A ênfase do modelo mecânico está em representar somente as partes da estrutura dinâmica da turbina eólica que venham a interferir na potência ativa entregue à rede. Portanto, somente o eixo de transmissão é considerado em primeira instância, que é essa parte da turbina que apresenta influência mais relevante na flutuação de energia (HANSEN et al., 2002). A Figura 9 apresenta o modelo mecânico do eixo de transmissão de um aerogerador considerando duas massas. Esse modelo é o mais utilizado por fabricantes para representar seus aerogeradores em estudos de transitórios eletromagnéticos. O eixo de transmissão converte o torque aerodinâmico do rotor T_R em um torque no eixo de baixa velocidade T_S , que é então aumentado após a passagem pela caixa de engrenagens para um torque de alta velocidade. O eixo de baixa velocidade é modelado por uma rigidez K e um amortecimento D . As massas usadas no modelo correspondem à inércia J_R do rotor de uma grande turbina, representando as pás e o cubo, além de uma inércia J_G representando o gerador. Além disso, uma engrenagem ideal com taxa de transmissão $1 : n$ é incluída no modelo (PINTO, 2013).

Figura 9 – Modelo mecânico do eixo de transmissão de um aerogerador considerando duas massas.



Fonte: Adaptado de (HANSEN et al., 2002).

$$\omega_R = \frac{1}{sJ_R}(T_R - T_S), \quad (5)$$

$$\omega_G = \frac{1}{sJ_G} \left(\frac{T_S}{n} - T_e \right), \quad (6)$$

$$T_S = \left(\omega_R - \frac{\omega_G}{n} \right) \left(D + \frac{K}{s} \right), \quad (7)$$

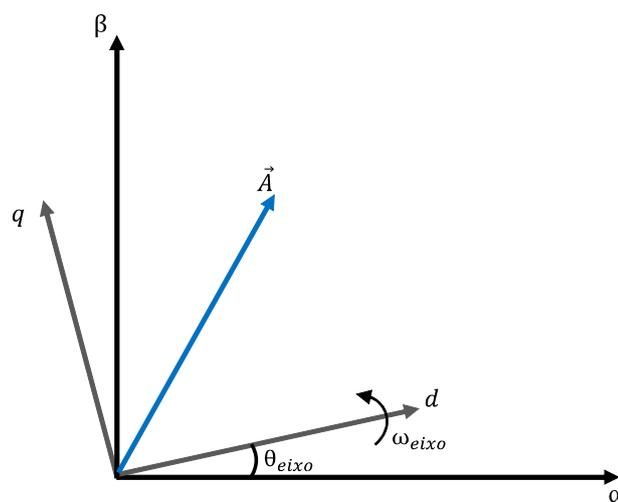
$$\omega_G = \frac{1}{sJ_T} (T_R - T_e). \quad (8)$$

As equações (5) a (7) em notação de *Laplace* descrevem o sistema dinâmico da Figura 9. A velocidade elétrica do gerador, que depende do número de polos, pode ser calculada através de $\omega_{Ge} = \omega_G \frac{P}{2}$. Um modelo mais simples do sistema mecânico é o modelo com uma única massa, que representa a soma dos momentos de inércia do rotor e do gerador. A equação (8) descreve a dinâmica do sistema de uma única massa.

2.4 Controle elétrico do DFIG

A fim de modelar a máquina de indução para simulações com conversores, usando controle vetorial, emprega-se o referencial dq, o qual gira a uma velocidade arbitrária ω_{eixo} . A Figura 10 apresenta um vetor espacial \vec{A} , em referencial arbitrário. Os eixos α e β são fixos, com o eixo α alinhado com o eixo magnético do enrolamento da fase a do estator e os eixos dq estão girando a uma velocidade ω_{eixo} em relação ao eixo $\alpha\beta$.

Figura 10 – Referencial arbitrário utilizado no modelo da máquina.



Fonte: próprio autor.

As equações que descrevem a máquina de indução em referencial dq girando a uma velocidade arbitrária são apresentadas:

$$\vec{v}_s = R_s \cdot \vec{i}_s + \frac{d}{dt} \vec{\lambda}_s + j\omega_{eixo} \vec{\lambda}_s, \quad (9)$$

$$\vec{v}_r = R_r \cdot \vec{i}_r + \frac{d}{dt} \vec{\lambda}_r + j(\omega_{eixo} - \omega_r) \vec{\lambda}_r, \quad (10)$$

$$\vec{\lambda}_s = L_s \vec{i}_s + L_m \vec{i}_r, \quad (11)$$

$$\vec{\lambda}_r = L_m \vec{i}_s + L_r \vec{i}_r. \quad (12)$$

As variáveis \vec{v}_s e \vec{v}_r são as tensões de estator e rotor da máquina de indução, e suas componentes dq são apresentadas em (13) a (16). As equações desconsideram as componentes de sequência zero devido à conexão dos enrolamentos da máquina de indução ser estrela com o neutro não aterrado ou em triângulo. As equações consideram notação de motor, ou seja, as correntes de estator e de rotor são consideradas positivas entrando na máquina.

$$v_{sd} = R_s i_{sd} + \dot{\lambda}_{sd} - \omega_{eixo} \lambda_{sq}, \quad (13)$$

$$v_{sq} = R_s i_{sq} + \dot{\lambda}_{sq} + \omega_{eixo} \lambda_{sd}, \quad (14)$$

$$v_{rd} = R_r i_{rd} + \dot{\lambda}_{rd} - (\omega_{eixo} - \omega_r) \lambda_{rq}, \quad (15)$$

$$v_{rq} = R_r i_{rq} + \dot{\lambda}_{rq} + (\omega_{eixo} - \omega_r) \lambda_{rd}. \quad (16)$$

As componentes dos fluxos de estator $\vec{\lambda}_s$ e rotor $\vec{\lambda}_r$ são apresentadas nas equações de (17) à (20).

$$\lambda_{sd} = L_s i_{sd} + L_m i_{rd}, \quad (17)$$

$$\lambda_{sq} = L_s i_{sq} + L_m i_{rq}, \quad (18)$$

$$\lambda_{rd} = L_r i_{rd} + L_m i_{sd}, \quad (19)$$

$$\lambda_{rq} = L_r i_{rq} + L_m i_{sq}. \quad (20)$$

$$T_e = \frac{3}{2} \cdot \frac{P}{2} \cdot (\lambda_{sd} \cdot i_{sq} - \lambda_{sq} \cdot i_{sd}). \quad (21)$$

A equação (21) apresenta o cálculo do torque eletromagnético.

Usando a orientação pelo vetor fluxo de estator, a potência ativa total, menos as perdas no cobre, é:

$$P_g = P_s + P_r = \frac{3}{2} \omega_r \frac{L_m}{L_r} \lambda_{sd} i_{rq}, \quad (22)$$

enquanto as potências reativas absorvidas pelo estator e rotor são:

$$Q_s = \frac{3}{2} \frac{\omega}{L_s} \left(\left| \vec{\lambda}_s \right|^2 L_m \lambda_{sd} i_{rd} \right), \quad (23)$$

$$Q_r = (\omega - \omega_r) \left(\frac{3}{2} \sigma L_r \left| \vec{i}_r \right|^2 + \frac{3}{2} \frac{L_m}{L_s} \lambda_{sd} i_{rd} \right). \quad (24)$$

Em referencial orientado pelo fluxo de estator, o conjugado eletromagnético é igual a:

$$T_e = -\frac{3}{2} \frac{P}{2} \frac{L_m}{L_s} \lambda_{sd} i_{rq}. \quad (25)$$

Os sistemas de controle do aerogerador DFIG utilizados neste trabalho foram baseados nas estratégias apresentadas em (NETO et al., 2008). Os terminais do estator da máquina são conectados diretamente à rede elétrica. Desta forma, não existe a necessidade de controlar o fluxo de estator. Considerando que o valor do fluxo de estator é conhecido (obtido através de um estimador de fluxo) é possível calcular o valor de i_{rq}^* de forma a impor o conjugado eletromagnético de referência, que é resultado de uma malha de controle de velocidade. A partir de uma velocidade do vento, é possível encontrar a velocidade ótima de referência e o erro de velocidade é entrada de um controlador PI. A saída deste controlador resulta em um torque de referência. A partir deste torque de referência é possível obter i_{rq}^* utilizando a equação (25).

$$i_{rq}^* = \frac{-4}{3P} \frac{L_s}{L_m} \frac{T_e^*}{\left| \vec{\lambda}_s \right|}. \quad (26)$$

Analogamente, considerando que Q_s^* é a potência reativa de referência a ser absorvida da rede, a corrente de eixo d de rotor pode ser calculada:

$$i_{rd}^* = \frac{\left| \vec{\lambda}_s \right|}{L_m} + \frac{Q_s^*}{\frac{3}{2} \frac{L_s}{L_m} \omega \left| \vec{\lambda}_s \right|}. \quad (27)$$

As correntes de rotor são medidas e transformadas para o referencial de fluxo de estator. Em seguida, as correntes de referência de rotor i_{rq}^* e i_{rd}^* são comparadas com as correntes medidas e as saídas do controle de corrente são as referências de tensão v_{rd}^* e v_{rq}^* usadas para obtenção das tensões de fase de referência (v_a^* , v_b^* e v_c^*). Uma estratégia de Modulação por Largura de Pulsos (*Pulse-Width Modulation* - PWM) é, então, empregada para comandar as chaves do conversor do lado da máquina (CLM).

Desprezando as perdas do conversor, a diferença entre a potência injetada no CLM pelo circuito do rotor e a potência absorvida pela rede vinda do conversor do lado da rede (CLR) é armazenado no capacitor do barramento de corrente contínua (CC). Desta forma, o controle da potência ativa injetada pelo CLR na rede é feito indiretamente pela regulação da tensão do barramento CC. Usando a orientação dq pelo vetor espacial de tensão no ponto de acoplamento com a rede elétrica, o fluxo de potência ativa do CLR para a rede é dado pela equação (28). Assim, a componente i_d da corrente é utilizada para controlar a tensão do barramento CC.

$$P = \frac{3}{2}v_d i_d, \quad (28)$$

onde v_d é a componente de eixo direto da tensão no PCC e i_d é a corrente de eixo direto na saída do CLR.

Analogamente, a potência reativa entregue para a rede pelo CLR é:

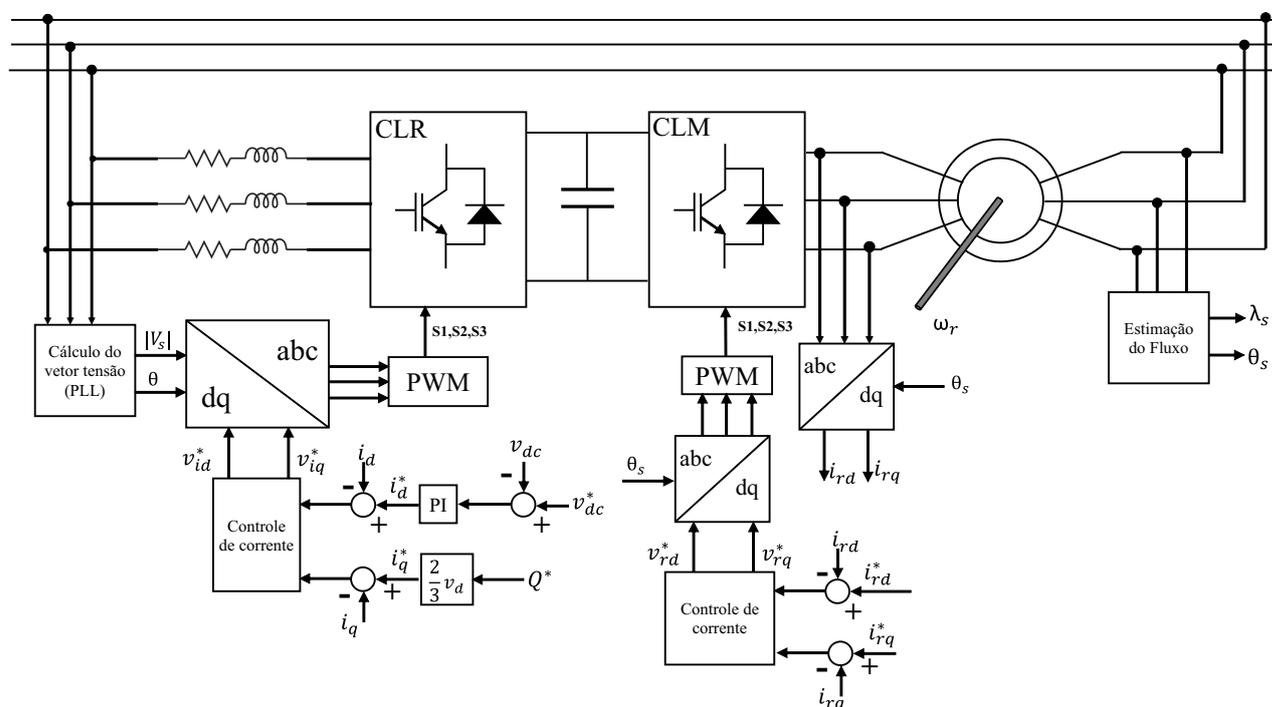
$$Q = -\frac{3}{2}v_d i_q, \quad (29)$$

onde i_q é a corrente de eixo em quadratura na saída do CLR.

As potências ativas e reativas são controladas regulando as correntes de saída do CLR, sendo os valores de referência i_d^* e i_q^* obtidos a partir de (28) e (29). As saídas dos controladores de corrente são as tensões de referência para o CLR: v_{id}^* e v_{iq}^* . Em seguida, uma estratégia de PWM é, então, empregada para comandar as chaves do conversor do lado da rede (CLR).

A Figura 11 apresenta um diagrama geral das malhas de controle utilizadas na modelagem do aerogerador DFIG utilizadas neste trabalho.

Figura 11 – Sistema de controle do aerogerador DFIG utilizado.

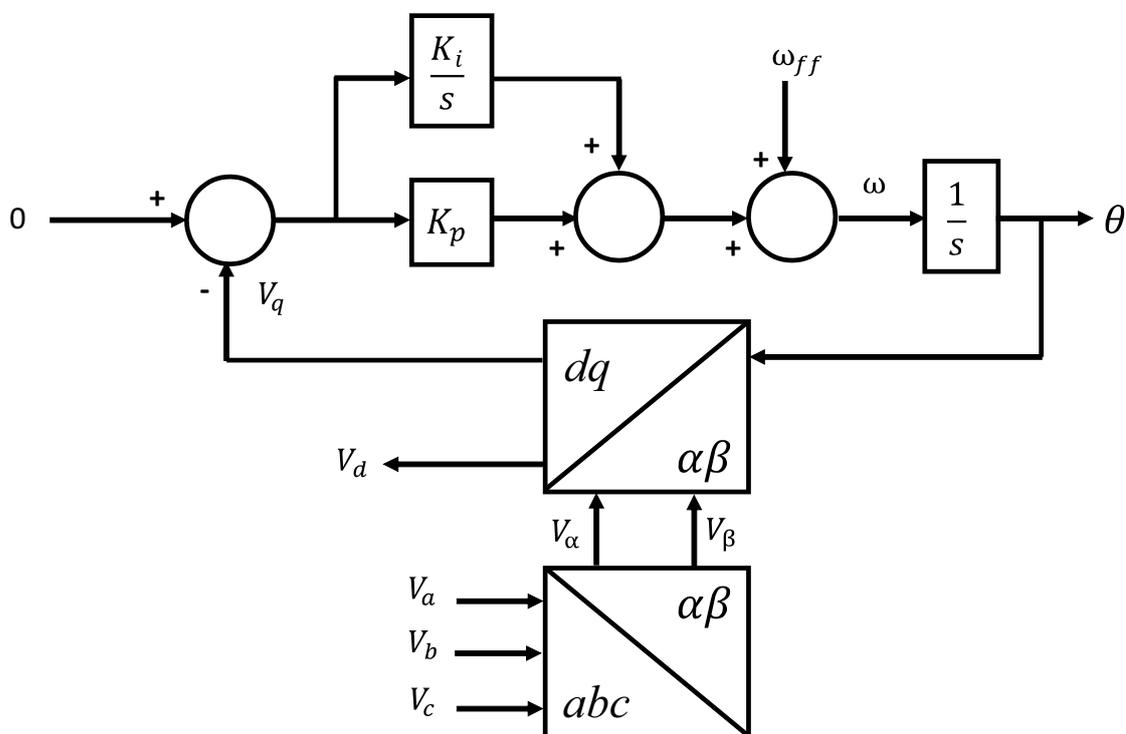


Fonte: adaptado de (NETO et al., 2008).

2.5 Modelagem do PLL

Para realizar o controle do conversor do lado da rede foi utilizado um modelo em referencial dq orientado pelo vetor espacial da tensão no PAC. Assim, é necessário obter a posição do referencial girante. O PLL utilizado neste trabalho é proposto em (KAURA; BLASKO, 1997). Este PLL, apresentado na Figura 12, apresenta baixo esforço computacional, rapidez e precisão suficientes para os objetivos deste trabalho. A estrutura do PLL é baseada na determinação da posição do vetor tensão usada na transformação abc para dq, fazendo com que a tensão de eixo em quadratura V_q do sistema seja igual a 0. As ações dos controladores proporcional e integral da malha de controle (com ganhos K_p e K_i) levam à determinação do ângulo tal que as grandezas V_d e V_q sejam contínuas. A informação da frequência da rede é adicionada à frente do controlador, como uma compensação por avanço, e a saída do integrador é o ângulo da rede. As outras saídas fornecem as magnitudes dos vetores V_d e V_q . A transformação realizada é invariante em amplitude e como resultado o valor de V_d é igual ao valor de pico das tensões de fase da rede.

Figura 12 – Diagrama em blocos do PLL trifásico.



Fonte: Adaptado de (KAURA; BLASKO, 1997).

2.6 Sumário

Neste capítulo, é apresentada a modelagem aerodinâmica da turbina utilizada neste trabalho e modelagem do sistema mecânico de duas massas. As equações que descrevem a modelagem da máquina de indução na notação de motor são descritas e, em seguida, são apresentados os sistemas de controle de pitch, controle do conversor do lado da máquina e do lado da rede. Também é descrito o PLL utilizado para obter o vetor tensão da rede.

3 MODELAGEM DISCRETIZADA DA MÁQUINA DE INDUÇÃO E CONEXÃO COM A REDE

Neste capítulo, é apresentada a ferramenta *Foreign Models* disponível na MODELS do programa ATP e explicada a necessidade de um modelo discretizado do aerogerador. É mostrada a modelagem do gerador de indução utilizando o método Runge-Kutta de 4ª ordem e a conexão do aerogerador com a rede.

As simulações a serem realizadas neste trabalho, utilizando o programa ATP, necessitam de um modelo de aerogerador que possa ser replicado várias vezes com o objetivo de simular vários aerogeradores individualmente e que não apresentem grande esforço computacional. As simulações de transitórios eletromagnéticos naturalmente demandam bastante tempo de processamento porque as grandezas envolvidas são instantâneas, existem várias equações diferenciais envolvidas, não linearidades, sistemas de controle e ainda pequenos passos de integração necessários para as simulações. Dependendo do tamanho e complexidade da rede, as simulações podem demorar de alguns minutos a várias horas. Desta forma, além de poder ser replicado, o modelo necessita ter a menor carga de processamento possível. Assim, neste trabalho é utilizada a ferramenta de *Foreign Models* para desenvolver um modelo com baixo esforço computacional e que consegue simplificar a montagem dos arquivos de simulação encapsulando todos os sistemas de controle presentes no aerogerador DFIG, conversores, máquina de indução, sistema mecânico, filtros e PLL.

3.1 Modelos Externos no programa ATP

Os sistemas de controle no programa ATP podem ser desenvolvidos em dois ambientes distintos, TACS e MODELS. A TACS apresenta grande facilidade por apresentar blocos *Built-in* com funções que facilitam o desenvolvimento do modelo. Estes blocos incluem funções de transferências, cálculo RMS de grandezas, funções não-lineares, lógicas booleanas, entre outros. Estes blocos possuem ainda grande velocidade de processamento porque estão integrados ao programa ATP, compilados junto ao programa. Apesar de todos estes pontos positivos, a TACS apresenta dificuldades com relação à reutilização do modelo desenvolvido. Não é possível replicar um modelo como um único bloco, sendo necessário recriar todas as variáveis para cada novo modelo a ser adicionado, tornando a montagem do arquivo de simulação com vários aerogeradores de um determinado parque eólico impraticável. A MODELS é uma linguagem de programação dentro do programa ATP, que permite usar toda a flexibilidade de linguagem de programação para representar sistemas físicos e sistemas de controle. Esta característica permite que um sistema de controle desenvolvido em MODELS possa ser replicado várias vezes sem grandes complicações. Também é possível encontrar na MODELS funções *Built-in*, mas todo o

código gerado é interpretado e checado em busca de erros de sintaxe em cada passo de simulação pelo programa ATP. Desta forma, esta abordagem apresenta maior tempo de processamento em relação à TACS. A função *Foreign Models* presente na MODELS permite a utilização de modelos desenvolvidos em outras linguagens de programação como C ou FORTRAN. Para isto, é necessário apenas recompilar o programa ATP incluindo o novo modelo. Em contrapartida, a utilização da *Foreign Models* não permite a utilização das funções *Built-in* da MODELS. Desta forma, as funções de transferência deverão ser discretizadas para sua utilização nesta função.

O programa ATP oferece a opção de programar funções de novos componentes através de MODELS, que é a linguagem própria do ATP, e que permite escrever rotinas para a representação de sistemas variantes no tempo. Os modelos se comunicam com o ATP e podem ter como entrada grandezas instantâneas calculadas pelo ATP como tensões e correntes. Podem gerar sinais de controle como pulsos para controlar chaves, tensões, correntes ou apenas sinais de entrada de outros modelos. Existe a possibilidade, também, de criar sub-rotinas e funções programando os modelos em outras linguagens de programação como C e FORTRAN. Esta funcionalidade, chamada de *Foreign Models* ou Modelos Externos, utiliza arquivos objetos gerados pelos compiladores de Fortran ou C em uma formatação específica para o ATP e, através da “linkagem” destes arquivos, cria-se um novo programa ATP de acordo com as necessidades do usuário.

A *Foreign Models* vem sendo utilizada para simulação iterativa de sistemas de proteção com o programa ATP (ESPINOZA, 2011), (JANICEK; MUCHA, 2006), (PEREIRA; ZANETTA, 2003), (NAKAGOMI et al.,). Esta abordagem é muito útil para testar novos algoritmos de relés, realizar estudos de coordenação e para avaliar o desempenho do relé frente aos eventos escalonados. Em geral, os sistemas de proteção precisam da modelagem do sistema de potência, modelagem do próprio relé, e a interação entre o sistema de potência e o relé digital. Quanto mais detalhada a representação física do sistema elétrico, menos alternativas de software estão disponíveis. Outra vantagem desta abordagem é que o próprio código-fonte do algoritmo de funções de proteção desenvolvido para a implementação no firmware do relé pode ser utilizado com um *Foreign Models* dentro do ambiente ATP.

A modelagem de equipamentos para simulação de transitórios eletromagnéticos com o programa ATP ou outros softwares abertos sempre enfrentou dificuldades quanto à obtenção de informações dos fabricantes dos equipamentos. Os fabricantes têm receio da violação de propriedade intelectual de seus equipamentos. A utilização de TACS ou MODELS para modelar equipamentos deixa visível todas as informações e sistemas de controle dos equipamentos. Assim, a utilização de *Foreign Models* se torna uma alternativa a este problema porque o modelo estará encapsulado e com apenas suas entradas e saídas visíveis. Outra vantagem da utilização de *Foreign Models* é a diminuição do tempo de processamento em relação à modelagem comum em MODELS porque todo o código gerado em linguagem MODELS é checado pelo programa ATP durante a simulação. Comparando os tempos de processamento das duas abordagens

considerando a modelagem de um aerogerador em um pequeno sistema teste, se verifica uma diminuição de pelo menos 40% no tempo de processamento.

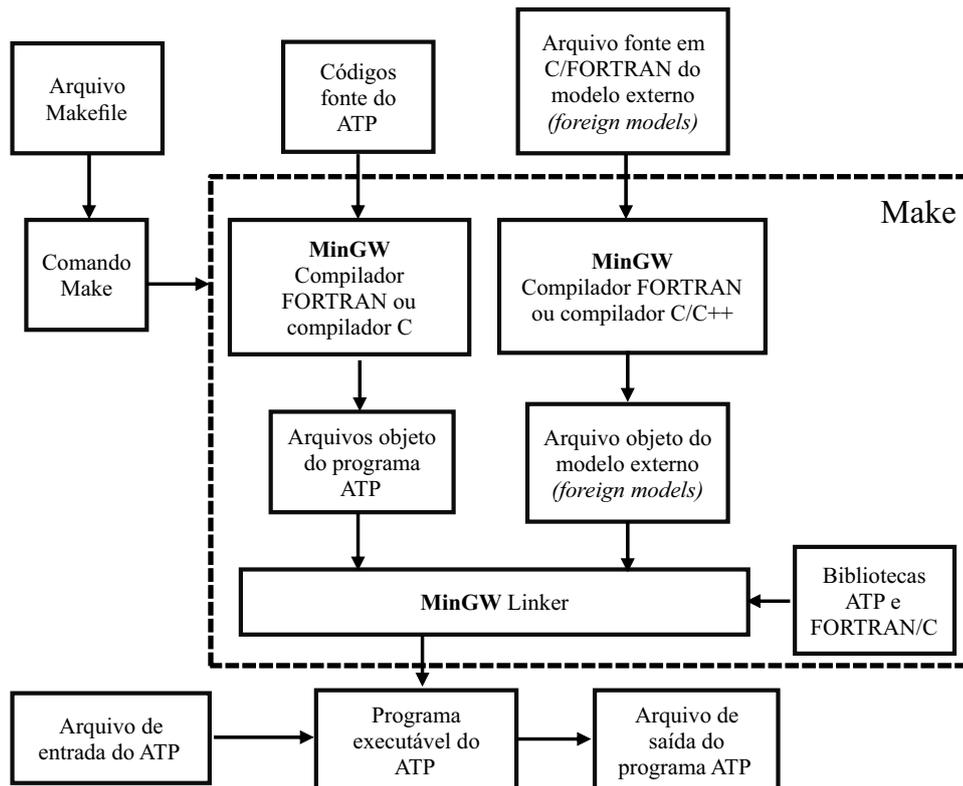
O modelo em *Foreign Model* é composto basicamente por rotinas desenvolvidas em C chamadas a cada passo de simulação que executam cálculos determinados pelo usuário com base em sinais de entrada e estados fornecidos, produzindo sinais de saída que podem ser conectados à rede elétrica. Para utilização deste modelo é necessário adaptar o código desenvolvido para o formato específico de comunicação, para depois criar um novo arquivo executável do ATP que, além do conteúdo original inerente ao algoritmo do ATP, possua as informações referentes às novas funcionalidades desenvolvidas. As condições a serem respeitadas durante a codificação de um *foreign model* são (NAKAGOMI et al.,):

1. O programa em C não possui função `main()`, mas apenas detém duas funções principais. A primeira será uma função de inicialização e a outra será a função de execução. A função de inicialização é executada somente uma vez no começo da simulação. A função de execução é rodada para cada passo de integração da simulação previamente configurado no ATP.
2. Nas declarações, devem existir as seguintes variáveis, declaradas como vetores do tipo `double`: `xdata_ar[]`, `xin_ar[]`, `xout_ar[]`, `xvar_ar[]`.
3. `xdata_ar[]` está relacionada ao vetor de variáveis que guardam valores fixos que não mudam durante a simulação, atuando somente como sinalizadores ou parâmetros de configuração/inicialização.
4. `xin_ar[]` está relacionada ao vetor de variáveis de entrada da função implementada. Estas variáveis guardam os valores dos sinais fornecidos pela simulação.
5. `xout_ar[]` está relacionada ao vetor de variáveis de saída da função implementada. Estas variáveis possuem os valores resultantes dos cálculos realizados dentro da nova funcionalidade que são passados para a simulação.
6. `xvar_ar[]` está relacionada ao vetor de variáveis locais da nova função implementada. É utilizada para armazenar as variáveis de estado do modelo.

Depois de construído o programa em C relativo ao algoritmo que se deseja, é necessário incluí-lo no arquivo executável do ATP. Para tanto, é necessário alterar o arquivo `fgnmod.f` da base do ATP adicionando os nomes das rotinas criadas. Um modelo externo *foreign model* tem que ser compilado e “linkado” com o ATP para gerar um “novo” ATP, com funções específicas definidas de acordo com as necessidades do usuário. Compilados esses arquivos, ligam-se os mesmos com uma biblioteca pré-compilada do ATP e a biblioteca gráfica DISLIN. O arquivo `fgnmod.f` faz parte da estrutura do programa ATP e permite a comunicação do programa e o

modelo desenvolvido. A ferramenta make do programa ATP faz a leitura de um arquivo makefile e realiza as tarefas de compilação e "linkagem". Esse utilitário, assim como os compiladores e arquivos objetos necessários para compilar o ATP em Windows encontram-se no pacote de instalação ATP/MinGW (ATP/Minimalistic GNU for Windows) (ESPINOZA, 2011). A Figura 13 apresenta um diagrama simplificado do processo de compilação e "linkagem".

Figura 13 – Compilação e "linkagem" do programa ATP utilizando um modelo externo.



Fonte: adaptado de (JANICEK; MUCHA, 2006)

3.2 Modelo da máquina de indução

A modelagem dos geradores de indução pode também ser realizada utilizando a *Universal Machine - UM* presente no programa ATP. Esta modelagem é capaz de representar vários tipos de máquinas elétricas e a parte mecânica é resolvida como se fizesse parte da rede elétrica. Ou seja, o usuário deve modelar o sistema mecânico como um circuito análogo elétrico com elementos RLC concentrados. Apesar de existir esta modelagem, com o objetivo de simplificar a utilização do modelo nos arquivos de simulação, será representado o gerador de indução junto com seus sistemas de controle em um único modelo utilizando *Foreign Models*. Desta forma, faz-se necessária a solução discreta das equações diferenciais que representam a máquina de indução.

Utilizando as equações apresentadas no capítulo anterior, é possível encontrar o modelo na forma de equação de estados da máquina de indução. A partir da equação (19) obtemos que:

$$i_{rd} = \frac{\lambda_{rd}}{L_r} - \frac{L_m}{L_r} \cdot i_{sd}. \quad (30)$$

Substituindo a equação (30) em (17) obtemos:

$$\lambda_{sd} = i_{sd} \cdot L_s \cdot \left(1 - \frac{L_m^2}{L_s \cdot L_r}\right) + \frac{L_m}{L_r} \cdot \lambda_{rd}. \quad (31)$$

Definindo,

$$\sigma = 1 - \frac{L_m^2}{L_s \cdot L_r}. \quad (32)$$

Substituindo agora (32) em (31) obtemos:

$$i_{sd} = \frac{1}{\sigma \cdot L_s \cdot L_r} \cdot (L_r \cdot \lambda_{sd} - L_m \cdot \lambda_{rd}). \quad (33)$$

E por fim, substituindo (33) em (13) obtemos:

$$\dot{\lambda}_{sd} = -\frac{1}{\sigma \cdot \tau_s} \cdot \lambda_{sd} + \omega_{eixo} \cdot \lambda_{sq} + \frac{L_m}{\sigma \cdot \tau_s \cdot L_r} \cdot \lambda_{rd} + v_{sd}. \quad (34)$$

Fazendo manipulações análogas para as demais equações de tensões (14) a (16), ficamos com o sistema de equações das componentes de fluxos de estator e rotor na forma de espaço de estados $\dot{X} = A \cdot X + B \cdot U$:

$$\begin{bmatrix} \dot{\lambda}_{sd} \\ \dot{\lambda}_{sq} \\ \dot{\lambda}_{rd} \\ \dot{\lambda}_{rq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{-1}{\sigma \cdot \tau_s} & \omega_{eixo} & \frac{L_m}{\sigma \cdot \tau_s \cdot L_r} & 0 \\ -\omega_{eixo} & \frac{-1}{\sigma \cdot \tau_s} & 0 & \frac{L_m}{\sigma \cdot \tau_s \cdot L_r} \\ \frac{L_m}{\sigma \cdot \tau_r \cdot L_s} & 0 & \frac{-1}{\sigma \cdot \tau_r} & (\omega_{eixo} - \omega_r) \\ 0 & \frac{L_m}{\sigma \cdot \tau_r \cdot L_s} & -(\omega_{eixo} - \omega_r) & \frac{-1}{\sigma \cdot \tau_r} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \lambda_{sd} \\ \lambda_{sq} \\ \lambda_{rd} \\ \lambda_{rq} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} v_{sd} \\ v_{sq} \\ v_{rd} \\ v_{rq} \end{bmatrix}. \quad (35)$$

Observando o sistema de equações, verifica-se que a velocidade elétrica também é uma variável do modelo. Assim, o sistema de equações na verdade é não linear. Porém, assumindo que o passo de integração é suficientemente pequeno, pode-se considerar w_r constante a cada passo e resolver (35) como uma equação de estados linear. Para isso é necessário atualizar a matriz A com o novo valor de w_r a cada passo de simulação.

$$\begin{bmatrix} \dot{i}_{sd} \\ \dot{i}_{sq} \\ \dot{i}_{rd} \\ \dot{i}_{rq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{1}{\sigma \cdot L_s} & 0 & -\frac{L_m}{\sigma \cdot L_s \cdot L_r} & 0 \\ 0 & \frac{1}{\sigma \cdot L_s} & 0 & -\frac{L_m}{\sigma \cdot L_s \cdot L_r} \\ -\frac{L_m}{\sigma \cdot L_s \cdot L_r} & 0 & \frac{1}{\sigma \cdot L_r} & 0 \\ 0 & -\frac{L_m}{\sigma \cdot L_s \cdot L_r} & 0 & \frac{1}{\sigma \cdot L_r} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \lambda_{sd} \\ \lambda_{sq} \\ \lambda_{rd} \\ \lambda_{rq} \end{bmatrix}. \quad (36)$$

Manipulando as equações (17) à (20), obtemos ainda os cálculos das componentes dq das correntes de estator e rotor em função das componentes dq dos fluxos (35). Assim, primeiro objetiva-se resolver as equações em (35) e em seguida obter as correntes com (36).

3.3 Método de Runge-Kutta aplicado na discretização do modelo da máquina

A solução das equações diferenciais da máquina de indução foi necessária para manter em um único modelo a simulação da máquina e seus controles proporcionando maior facilidade na montagem dos arquivos de simulação deste trabalho. Essa modelagem permite também obter acesso às variáveis de estado internas à máquina, que não estão disponíveis com a utilização do modelo de máquina *Built-in* do programa ATP. O acesso a estas variáveis poderá permitir acelerar a inicialização da máquina para um determinado ponto de operação.

O método de solução escolhido foi o Runge-Kutta de 4ª ordem (RK4), que é bastante utilizado na literatura pela sua simplicidade de implementação e precisão. Este método apresenta erro de truncamento local (em cada passo) da ordem $O(\Delta t^5)$ e truncamento global (em n passos) de $O(\Delta t^4)$. A ideia básica deste método é aproveitar as características da série de Taylor e ao mesmo tempo eliminar as dificuldades dos cálculos de derivadas de $f(x, y)$, que tornam alguns problemas computacionalmente inaceitáveis (RUGGIERO; LOPES, 1996). Para isso, o método realiza várias avaliações $f(x, y)$ e quanto mais alta a ordem do método, maior o número de vezes que se necessita calcular a função $f(x, y)$ por passo de integração. Por isso, na maioria dos problemas não compensa, em tempo, ir além da 4ª ordem. Além disso, os passos de simulação geralmente utilizados no programa ATP são da ordem de microssegundos. Este método é de passo um, necessitando apenas das variáveis calculadas no passo atual para calcular os valores para o próximo passo. A forma geral do método Runge-Kutta de 4ª ordem é vista em (37).

$$y_{n+1} = y_n + \frac{1}{6}(k_1 + 2k_2 + 2k_3 + k_4), \quad (37)$$

onde,

$$k_1 = hf(x_n, y_n), \quad (38)$$

$$k_2 = hf\left(x_n + \frac{h}{2}, y_n + \frac{k_1}{2}\right), \quad (39)$$

$$k_3 = hf\left(x_n + \frac{h}{2}, y_n + \frac{k_2}{2}\right), \quad (40)$$

$$k_4 = hf(x_n + h, y_n + k_3), \quad (41)$$

e h é o passo de cálculo utilizado.

Como precisamos resolver simultaneamente um conjunto de equações apresentadas em (35) a aplicação do método fica como apresentadas em (42) a (45).

$$\lambda_{sdn+1} = \lambda_{sdn} + \frac{1}{6}(k_{11} + 2k_{21} + 2k_{31} + k_{41}), \quad (42)$$

$$\lambda_{sqn+1} = \lambda_{sqn} + \frac{1}{6}(k_{12} + 2k_{22} + 2k_{32} + k_{42}), \quad (43)$$

$$\lambda_{rdn+1} = \lambda_{rdn} + \frac{1}{6}(k_{13} + 2k_{23} + 2k_{33} + k_{43}), \quad (44)$$

$$\lambda_{rqn+1} = \lambda_{rqn} + \frac{1}{6}(k_{14} + 2k_{24} + 2k_{34} + k_{44}). \quad (45)$$

Deve-se aplicar o método apresentado em paralelo em cada passo, com $i=1,2,3$ e 4, onde:

$$k_{1i} = hf_i(t_n, \lambda_{sdn}, \lambda_{sqn}, \lambda_{rdn}, \lambda_{rqn}), \quad (46)$$

$$k_{2i} = hf_i(t_n + \frac{h}{2}, \lambda_{sdn} + \frac{h}{2}k_{11}, \lambda_{sqn} + \frac{h}{2}k_{12}, \lambda_{rdn} + \frac{h}{2}k_{13}, \lambda_{rqn} + \frac{h}{2}k_{14}), \quad (47)$$

$$k_{3i} = hf_i(t_n + \frac{h}{2}, \lambda_{sdn} + \frac{h}{2}k_{21}, \lambda_{sqn} + \frac{h}{2}k_{22}, \lambda_{rdn} + \frac{h}{2}k_{23}, \lambda_{rqn} + \frac{h}{2}k_{24}), \quad (48)$$

$$k_{4i} = hf_i(t_n + h, \lambda_{sdn} + k_{31}, \lambda_{sqn} + k_{32}, \lambda_{rdn} + k_{33}, \lambda_{rqn} + k_{34}). \quad (49)$$

Com a solução das equações diferenciais, prossegue-se para o cálculo das correntes usando (36) e solução do sistema de controle e sistema mecânico discretizados utilizando o método de Euler.

3.4 Modelagem dos conversores e conexão com a rede

Com o objetivo de simplificar a representação dos aerogeradores nos arquivos de simulação utilizados neste trabalho, toda a modelagem dos sistemas de controle, conversores, filtro e máquina de indução foi implementada em um único modelo.

$$\begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} = \frac{V_{cc}}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_a \\ S_b \\ S_c \end{bmatrix}. \quad (50)$$

A modelagem dos conversores foi realizada por fonte de tensão cujos valores instantâneos são obtidos pela equação (50), onde S_a , S_b e S_c são os pulsos superiores das chaves dos inversores fonte de tensão trifásicos usados no *back-to-back* e V_{cc} é a tensão do barramento CC. Estes pulsos são gerados pela técnica de PWM, que compara as referências de tensão vindas do sistema de controle e as compara com portadoras triangulares em uma determinada frequência de PWM. Nesta representação, os estados das chaves definem as tensões a serem aplicadas, implicando a não representação das quedas de tensão das chaves, perdas por chaveamento e do tempo morto na simulação. As análises a serem realizadas neste trabalho objetivam realizar comparações entre as diferentes modelagens da rede de média tensão e a utilização de uma mesma modelagem dos conversores nas simulações de cada representação não provocará qualquer favorecimento entre elas. A utilização desta simplificação já foi avaliada em (TAVARES, 2013) e não foram identificadas diferenças relevantes nos resultados obtidos considerando a modelagem dos conversores como fonte de tensão ou através da representação com chaves semicondutoras reais. Finalmente, após obtenção das correntes de estator e correntes que circulam no filtro do CLR, estas são somadas e entregues à rede modelada no programa ATP. Esta conexão é realizada utilizando uma única fonte trifásica de corrente que equivale a corrente total do aerogerador entregue à rede.

3.5 Sumário

Neste capítulo, são descritos as principais dificuldades e recursos para realizar as simulações necessárias para desenvolvimento do trabalho. Utilizando as equações da máquina de indução, é empregado o método de Runge-Kutta de 4ª ordem para sua simulação discretizada e é apresentada a utilização da *Foreign Models* para modelagem de sistemas no programa ATP, destacando suas principais vantagens, desvantagens e aplicações. Esta filosofia de modelagem é a que será usada para representar os aerogeradores nas simulações realizadas no trabalho.

4 REPRESENTAÇÃO DE REDES COLETORAS

A representação correta da rede coletora em estudos de transitórios eletromagnéticos é essencial para garantir aspectos como amortecimento das grandezas simuladas e representação das ressonâncias existentes. Desta forma, este capítulo tem o objetivo de analisar as características das redes coletoras de parques eólicos instalados na região Nordeste e apresentar as representações comumente usadas em estudos elétricos. Objetiva ainda utilizar a ferramenta MAV para cálculo dos polos e resíduos das redes de média tensão e mostrar como estes irão ser representados nas simulações realizadas neste trabalho.

4.1 Representação em estudos de regime permanente e estabilidade

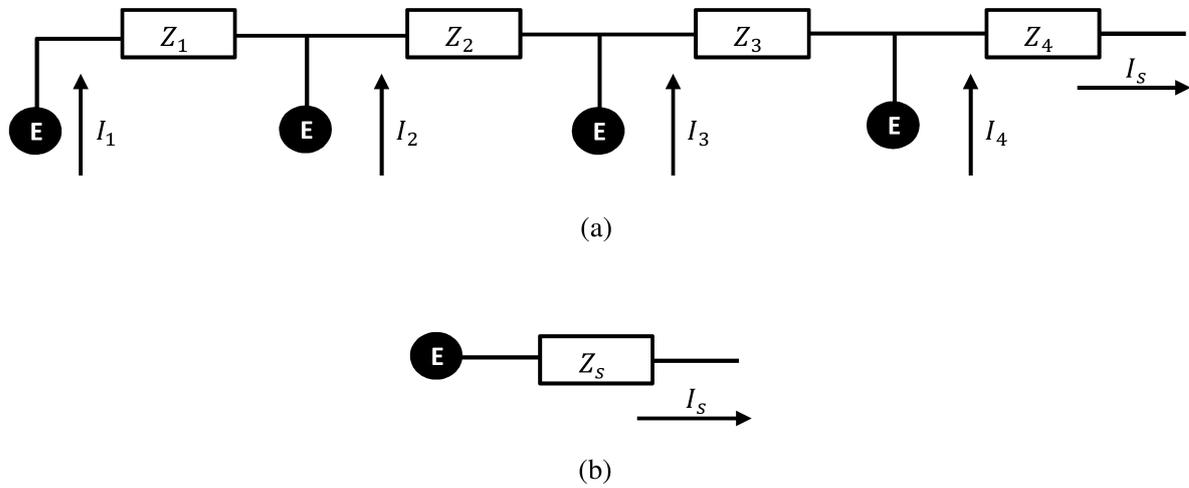
As redes coletoras realizam a conexão dos vários aerogeradores ao barramento da subestação coletora do parque eólico. Um transformador eleva a tensão para os níveis de conexão na rede de transmissão (geralmente 230kV, 138kV ou 69kV) e uma linha de transmissão realiza a conexão do parque à rede. Dependendo da distância do parque eólico ao ponto de conexão, esta LT pode variar de dezenas a centenas de quilômetros. A disposição de aerogeradores de cada parque eólico é única devido ao relevo, otimização do terreno para máxima produção de energia e ainda presença de redes aéreas e subterrâneas em uma mesma instalação. Esta representação detalhada não é viável do ponto de vista computacional e necessita de uma representação simplificada. Nos estudos de regime permanente e dinâmicos realizados no Nordeste brasileiro já se utiliza uma representação equivalente. Esta prática também é adotada pelo ONS para representação de parques eólicos no casos bases de regime permanente para o programa ANAREDE. A metodologia utilizada é apresentada em (MULJADI E. ; BUTTERFIELD et al., 2006) e foi comprovada através de simulações em regime permanente e dinâmico, que utilizaram dados de parques eólicos instalados na região Nordeste do Brasil em (SANTOS, 2012). A Figura 14(a) apresenta a configuração série de aerogeradores em um parque eólico típico, onde a corrente I representa o fasor corrente de saída do aerogerador 1. Por simplicidade o transformador elevador é considerado como parte do aerogerador na Figura. Assume-se que as correntes I_1, I_2, I_3 e I_4 são iguais em módulo e ângulo. Assim, a corrente total será $I_s = nI$.

$$I_1 = I_2 = I_3 = I_4 = I. \quad (51)$$

A queda de tensão devido a cada impedância pode ser calculada:

$$\Delta V_{z1} = Z_1 I_1 = Z_1 I, \quad (52)$$

Figura 14 – (a) configuração série de aerogeradores em um parque eólico típico; (b) representação equivalente.



Fonte: adaptado de (MULJADI E. ; BUTTERFIELD et al., 2006).

$$\Delta V_{z_2} = Z_2(I_1 + I_2) = 2Z_2I, \quad (53)$$

$$\Delta V_{z_3} = Z_3(I_1 + I_2 + I_3) = 3Z_3I, \quad (54)$$

$$\Delta V_{z_4} = Z_4(I_1 + I_2 + I_3 + I_4) = 4Z_4I. \quad (55)$$

As perdas em cada impedância podem ser calculadas:

$$S_{z_1} = \Delta V_{z_1}I^* = II^*Z_1 = I^2Z_1, \quad (56)$$

$$S_{z_2} = \Delta V_{z_2}I^* = II^*Z_2 = 2^2I^2Z_2, \quad (57)$$

$$S_{z_3} = \Delta V_{z_3}I^* = II^*Z_3 = 3^2I^2Z_3, \quad (58)$$

$$S_{z_4} = \Delta V_{z_4}I^* = II^*Z_4 = 4^2I^2Z_4. \quad (59)$$

As perdas totais no circuito são:

$$S_t = I^2(Z_1 + 2^2Z_2 + 3^2Z_3 + 4^2Z_4) = I^2 \sum_{m=1}^n m^2 z_m \quad (60)$$

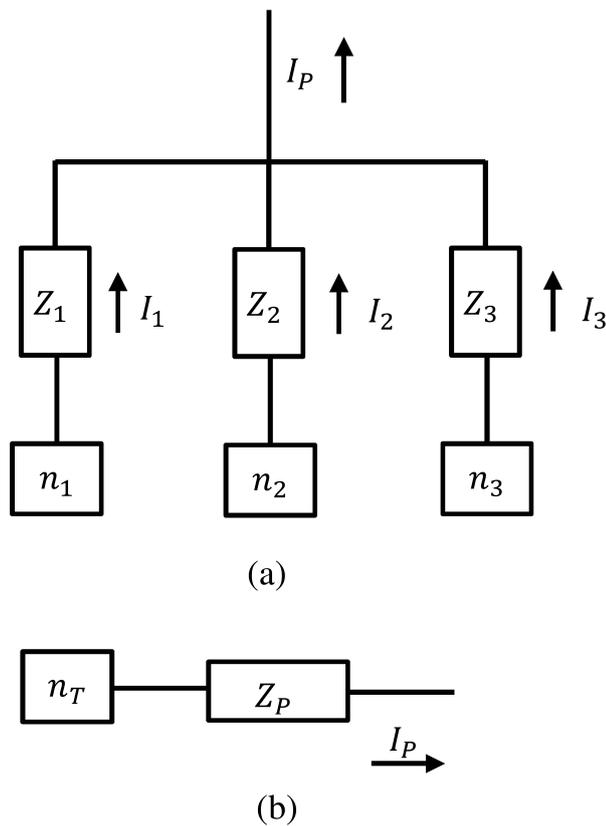
, onde z_m é a impedância na posição m do circuito série.

Como as perdas nos circuitos (a) e (b) da Figura 14 devem ser iguais, chegamos a cálculo da impedância equivalente Z_s em (61):

$$Z_S = \frac{\sum_{m=1}^n m^2 z_m}{n^2}. \quad (61)$$

Considerando agora que o processo anterior foi realizado nos alimentadores, ficamos com a rede como apresentado na Figura 15(a). Agora, cada ramo tem uma quantidade de aerogeradores agrupados que se conectam ao mesmo nó através da respectiva impedância equivalente. As impedâncias Z_1 , Z_2 e Z_3 foram calculadas utilizando a expressão em (61).

Figura 15 – (a) configuração paralelo de alimentadores em um parque eólico típico; (b) representação equivalente.



Fonte: adaptado de (MULJADI E. ; BUTTERFIELD et al., 2006).

As correntes de cada grupo de aerogeradores são representadas por:

$$I_1 = n_1 I, \quad (62)$$

$$I_2 = n_2 I, \quad (63)$$

$$I_3 = n_3 I. \quad (64)$$

A corrente total injetada na barra coletora é representada por:

$$I_P = (n_1 + n_2 + n_3)I = n_T I. \quad (65)$$

As perdas nos circuitos paralelos são representadas por:

$$S_{Z1} = I_1^2 Z_1, \quad (66)$$

$$S_{Z2} = I_2^2 Z_2, \quad (67)$$

$$S_{Z3} = I_3^2 Z_3. \quad (68)$$

Como as perdas têm que ser iguais nos dois circuitos da Figura 15:

$$I_P^2 Z_P = I_1^2 Z_1 + I_2^2 Z_2 + I_3^2 Z_3. \quad (69)$$

Substituindo (62), (63) e (64), encontramos:

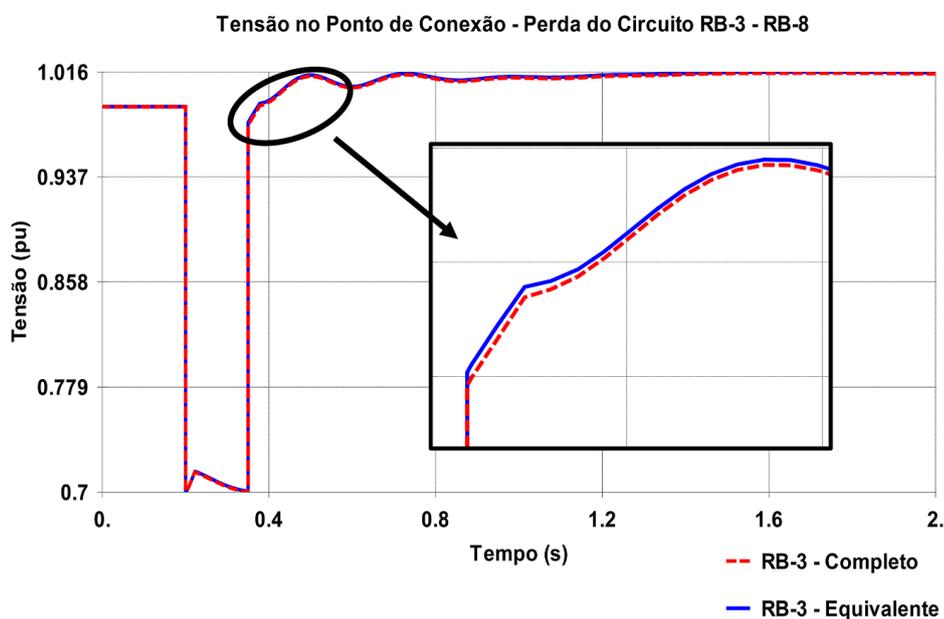
$$Z_P = \frac{(n_1^2 Z_1 + n_2^2 Z_2 + n_3^2 Z_3)}{(n_1 + n_2 + n_3)^2}. \quad (70)$$

Assim, simplificando a equação (70), temos:

$$Z_P = \frac{\sum_{m=1}^n n_m^2 Z_m}{[\sum_{m=1}^n n_m]^2}. \quad (71)$$

A metodologia foi testada em (SANTOS, 2012) utilizando os dados da rede das CGE Alegria I e II, que se conectam na SE Açú II 230kV. Estas CGE somam 92 aerogeradores com potência nominal de 1,65MW cada, totalizando 151,8MW de potência instalada. As análises de fluxo de potência utilizando o programa ANAREDE consistiram em comparar os resultados de tensão e fluxo nas situações de representação detalhada e equivalente. A análise dos resultados mostrou erros máximos da ordem de 0.2% em fluxos e tensões. A metodologia foi estendida para estudos de estabilidade utilizando o programa ANATEM do CEPTEL. Os resultados de simulação, comparando-se as representações detalhada e equivalente, também apresentaram resultados muito bons como se pode observar na Figura 16, que apresenta o comportamento da tensão no ponto de conexão durante um defeito na rede. Esta metodologia vem sendo largamente utilizada nos estudos de fluxo de potência e estabilidade envolvendo parques eólicos e solares em todo o país.

Figura 16 – Comparação da tensão no ponto de conexão durante um defeito para rede completa e rede modelada usando o Equivalente de Regime Permanente.



Fonte: (SANTOS, 2012).

4.2 Utilização de polos e resíduos para representação de redes coletoras

Consideremos que a função de transferência que descreve o comportamento da rede de média tensão seja $f(s)$.

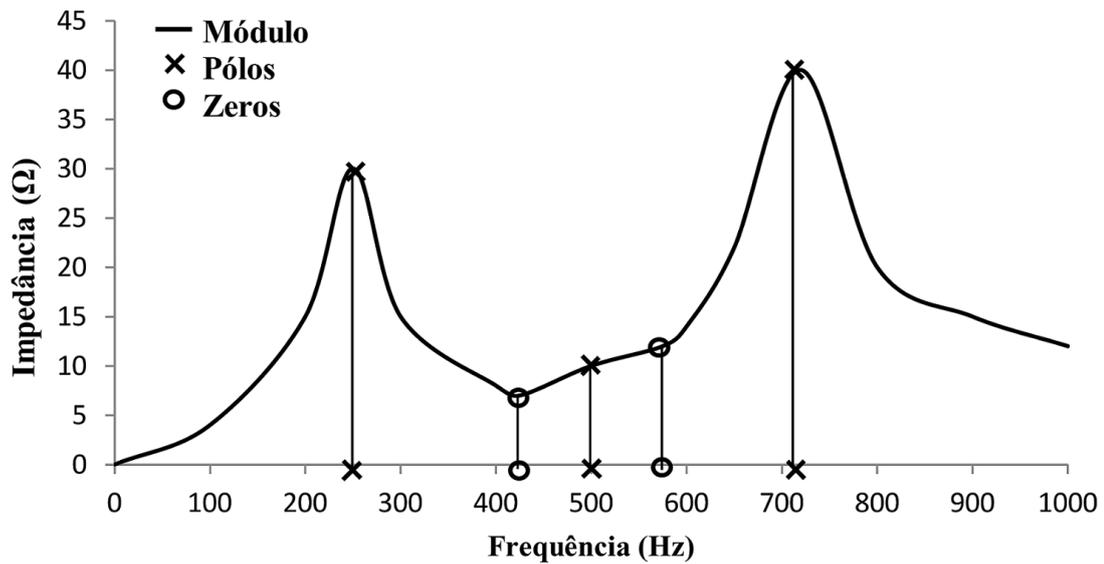
$$f(s) = \frac{N(s)}{D(s)}, \quad (72)$$

$$f(s) = k \frac{\prod_{m=1}^M (s - z_m)}{\prod_{n=1}^N (s - a_n)}. \quad (73)$$

O numerador da função de transferência pode ser representado pelo produtório de termos $(s - z_m)$ contendo os zeros de $f(s)$ e o denominador da função de transferência pode ser representado pelo produtório de termos $(s - a_n)$ contendo os polos de $f(s)$ como se pode observar nas equações (72) e (73).

Os polos de uma função de transferência são os valores de s que fazem com que a função de transferência tenda ao infinito e os zeros são valores que fazem a função tender a zero. A Figura 17 representa graficamente os polos e zeros de uma função de transferência.

Figura 17 – Representação gráfica dos polos e zeros da função de transferência de uma impedância.



Fonte: adaptado de (VARRICCHIO, 2012).

$$f(s) = \sum_{n=1}^N \frac{c_n}{s - a_n} + d. \quad (74)$$

A função de transferência também pode ser representada por frações parciais assumindo a forma apresentada na Equação (74), onde N representa o número total de polos originais da função de transferência.

A variável c_n representa o resíduo associado ao polo a_n e o termo direto d representa o valor da função de transferência quando esta tende para o infinito.

$$c_n = \lim_{s \rightarrow a_n} f(s)(s - a_n), \quad (75)$$

$$d = \lim_{s \rightarrow \infty} f(s). \quad (76)$$

Alguns algoritmos realizam o cálculo numérico dos polos e resíduos originais de uma rede elétrica utilizando os valores dos elementos conectados. Estes algoritmos foram especialmente desenvolvidos para sistemas modelados pela matriz $Y(s)$. Como exemplos, podem ser citados os métodos da Secante, de Newton, de Rayleigh, de Polos Dominantes e o método de Cálculo Sequencial de Polos Dominantes (COSTA, 2013). Com exceção do método da Secante, todos os métodos citados encontram-se implementados no programa HarmZs e poderiam ser usados neste trabalho para obtenção dos polos e resíduos. Estes métodos necessitam de toda a rede modelada

e calculam os polos verdadeiros existentes do sistema, mas necessitam de estimativas iniciais muito próximas aos polos de interesse para obtenção de boas respostas. Esta característica aliada a frequentes problemas de convergência dificulta o cálculo automático dos polos e resíduos devido ao grande tempo de iteração com o usuário.

Neste trabalho optou-se por utilizar o Método de Ajuste Vetorial (MAV). Este método não encontra os polos originais da rede, mas polos fictícios que produzem um bom ajuste da curva de resposta em frequência. Foi concebido para trabalhar apenas com a resposta em frequência da rede, não necessitando dos parâmetros dos elementos conectados a esta. Este método tem sido bastante utilizado para modelar linhas de transmissão, transformadores e equivalentes de rede. Assim, neste trabalho utiliza-se esta ferramenta para modelagem das redes de média tensão de parques eólicos.

$$f(s) \approx \sum_{n=1}^{\Omega} \frac{c_n}{s - a_n} + d. \quad (77)$$

Os polos fictícios a serem encontrados tendem a se aproximar dos polos dominantes da função de transferência original. Os polos dominantes são aqueles que possuem os maiores módulos de resíduos associados à função de transferência escolhida. Estes polos apresentarão maior influência no módulo da impedância e poderão representá-la bem em uma determinada faixa de frequência sem a necessidade de representação de todos os polos. Assim, a função de transferência poderá ser aproximada pelos polos dominantes em (77), onde Ω representa o número total de polos dominantes considerados.

O Método de Ajuste Vetorial é apresentado com detalhes em (GUSTAVSEN B.; SEMLYEN, 1999) e (COSTA, 2013). Em princípio, uma aproximação de uma dada ordem pode ser ajustada por uma razão de dois polinômios, como apresentado em (78). Realizando uma análise de resposta em frequência da função de transferência original é possível obter os valores de s e $f(s)$ e assim apenas os coeficientes dos polinômios precisam ser determinados.

$$f(s) = \frac{a_0 + a_1s + a_2s^2 + \dots + a_n s^N}{b_0 + b_1s + b_2s^2 + \dots + b_n s^N}, \quad (78)$$

$$s = \begin{bmatrix} s_k & s_{k+1} & s_{k+2} & \dots & s_K \end{bmatrix}, \quad (79)$$

$$f(s) = \begin{bmatrix} f(s_k) & f(s_{k+1}) & f(s_{k+2}) & \dots & f(s_K) \end{bmatrix}. \quad (80)$$

A função polinomial racional apresentada em (78) é não linear em relação aos seus coeficientes mas pode ser reescrita como um problema linear do tipo $Ax = b$ multiplicando ambos os lados pelo denominador. No entanto, à medida que a ordem dos polinômios cresce, o sistema vai se apresentando mal condicionado. Isto limita o método a aproximações de mais

baixa ordem, principalmente se o ajuste se dá em largas faixas de frequência. Várias tentativas de formulação de metodologias genéricas resultaram em muitos métodos com aplicação em problemas particulares (GUSTAVSEN B.; SEMLYEN, 1999). O Método de Ajuste Vetorial é uma tentativa de formulação geral para sínteses de respostas em frequência. O Método de Ajuste Vetorial se baseia no ajuste em dois estágios, ambos com polos conhecidos. O primeiro estágio é executado distribuindo polos iniciais ao longo da faixa de frequências. Estes polos são valores de inicialização do método e em uma primeira formulação, estas estimativas eram somente reais. No entanto, a utilização de estimativas reais para os polos não era bem sucedida quando a função a ser ajustada possuía muitos picos de ressonâncias. Essas limitações foram sanadas com a utilização de polos iniciais complexos. Além dos polos iniciais, uma função de escalonamento desconhecida e dependente da frequência é introduzida, a qual permite um ajuste preciso com os polos iniciais. Da função ajustada, um novo conjunto de polos é obtido e utilizado na segunda etapa do método, agora para o ajuste da função sem escalonamento.

$$f(s) = \sum_{n=1}^N \frac{c_n}{s - a_n} + d + sh. \quad (81)$$

Consideremos a aproximação de função racional apresentada em (81) com a introdução do termo h , que varia linearmente com s .

Os resíduos c_n e os polos a_n são grandezas reais ou pares complexos conjugados, enquanto d e h são grandezas reais. O problema em mãos é estimar todos os coeficientes em (81) de modo que a aproximação de $f(s)$, através do método dos mínimos quadrados, seja obtida ao longo da faixa de frequências de interesse. Como dito anteriormente, o Método de Ajuste Vetorial resolve o problema apresentado na equação (81) sequencialmente como um problema linear em dois estágios, ambos com polos conhecidos.

4.2.1 Estágio 1: Identificação dos polos

Um conjunto de polos iniciais \tilde{a}_n é especificado em (81). Define-se uma função escalonamento $\sigma(s)$ que escala $f(s)$ pela multiplicação $\sigma(s).f(s)$. O problema aumentado é apresentado em (82). Ressalta-se que os polos das funções $\sigma(s)$ e $\sigma(s).f(s)$ são os mesmos.

$$\begin{bmatrix} \sigma(s).f(s) \\ \sigma(s) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sum_{n=1}^N \frac{c_n}{s - \tilde{a}_n} + d + sh \\ \sum_{n=1}^N \frac{\tilde{c}_n}{s - \tilde{a}_n} + 1 \end{bmatrix}. \quad (82)$$

Multiplicando a segunda linha de (82) por $f(s)$, resulta em (83):

$$\left(\sum_{n=1}^N \frac{c_n}{s - \tilde{a}_n} + d + sh \right) = \left(\sum_{n=1}^N \frac{\tilde{c}_n}{s - \tilde{a}_n} + 1 \right) . f(s). \quad (83)$$

A partir da verificação de (82) e (83), pode-se chegar à relação apresentada em (84):

$$(\sigma.f)_{fit}(s) = \sigma_{fit}(s).f(s). \quad (84)$$

Como a_n não é mais uma variável desconhecida porque foi inicializada com \tilde{a}_n , a equação (83) é linear nos termos c_n , d , h e \tilde{c}_n . Reorganizando a equação (83) chega-se a (86).

$$\left(\sum_{n=1}^N \frac{c_n}{s - \tilde{a}_n} + d + sh \right) - \left(\sum_{n=1}^N \frac{\tilde{c}_n}{s - \tilde{a}_n} \right) .f(s) = f(s). \quad (85)$$

Para uma dada frequência s_k , tem-se:

$$A_k x = b_k, \quad (86)$$

onde,

$$A_k = \begin{bmatrix} \frac{1}{s_k - \tilde{a}_1} & \dots & \frac{1}{s_k - \tilde{a}_N} & 1 & s_k & \frac{-f(s_k)}{s_k - \tilde{a}_1} & \dots & \frac{-f(s_k)}{s_k - \tilde{a}_N} \end{bmatrix}, \quad (87)$$

$$x = \begin{bmatrix} c_1 & \dots & c_N & d & h & \tilde{c}_1 & \dots & \tilde{c}_N \end{bmatrix}, \quad (88)$$

$$b_k = f(s_k). \quad (89)$$

No caso de polos complexos, uma modificação é introduzida para assegurar que os resíduos são pares complexos conjugados. Assumindo que i e $i+1$ constituem um par complexo conjugado:

$$\tilde{a}_i = \tilde{a}' + j\tilde{a}'', \tilde{a}_{i+1} = \tilde{a}' - j\tilde{a}'', \tilde{c}_i = \tilde{c}' + j\tilde{c}'', \tilde{c}_{i+1} = \tilde{c}' - j\tilde{c}''. \quad (90)$$

Os dois elementos correspondentes a $A_{k,i}$ e $A_{k,i+1}$ são apresentados em (91).

$$A_{k,i} = \frac{1}{s_k - \tilde{a}_i} + \frac{1}{s_k - \tilde{a}_i^*}, A_{k,i+1} = \frac{j}{s_k - \tilde{a}_i} - \frac{j}{s_k - \tilde{a}_i^*}. \quad (91)$$

Escrevendo (86) para todas as frequências de interesse, tem-se o problema linear sobre-determinado apresentado em (92). Esta equação é resolvida como um problema de mínimos quadrados:

$$Ax = b. \quad (92)$$

A função racional aproximada apresentada em (83) e em (84) pode ser reescrita na sua forma fatorada, sendo apresentada em (93), (94) e, finalmente, em (95).

$$(\sigma f)_{fit}(s) = h \frac{\prod_{n=1}^N (s - z_n)}{\prod_{n=1}^N (s - \tilde{a}_n)}, \quad (93)$$

$$\sigma_{fit}(s) = \frac{\prod_{n=1}^N (s - \tilde{z}_n)}{\prod_{n=1}^N (s - \tilde{a}_n)}, \quad (94)$$

$$\frac{(\sigma f)_{fit}(s)}{\sigma_{fit}(s)} = h \frac{\prod_{n=1}^N (s - z_n)}{\prod_{n=1}^N (s - \tilde{z}_n)}. \quad (95)$$

É fácil notar que os polos de $f(s)$ são iguais aos zeros de $\sigma_{fit}(s)$. Os polos iniciais são cancelados pela divisão $(\sigma f)_{fit}(s)$ por $\sigma_{fit}(s)$ já que foram utilizados os mesmos polos iniciais para estas duas funções. Logo, os polos de $f(s)$ podem ser calculados como apresentado em (96).

$$\{a_n\} = eig(A - b.\tilde{c}^T), \quad (96)$$

onde A é uma matriz diagonal contendo os polos iniciais $\{a_n\}$, b é um vetor coluna de 1 e \tilde{c}^T é um vetor linha contendo os resíduos de $\sigma_{fit}(s)$. No caso de pares de polos complexos, as submatrizes apresentadas em (96) podem ser modificadas via transformação de similaridade como apresentadas em (97):

$$\hat{A} = \begin{bmatrix} a' & a'' \\ -a'' & a' \end{bmatrix}, \hat{b} = \begin{bmatrix} 2 \\ 0 \end{bmatrix}, \hat{c} = \begin{bmatrix} \tilde{c}' & \tilde{c}'' \end{bmatrix}. \quad (97)$$

Esta modificação assegura que os polos calculados sejam pares complexos conjugados. Caso exista algum polo instável (parte real positiva), o que pode ocorrer durante as primeiras iterações do método devido à diferença entre os polos iniciais e os calculados, o sinal da parte real desses polos são invertidos.

4.2.2 Estágio 2: Identificação dos resíduos

O cálculo dos resíduos $\{c_n\}$ pode ser feito substituindo os zeros de $\sigma_{fit}(s)$ em (81) como sendo os novos polos $\{a_n\}$ de $f(s)$. Novamente, pode-se estabelecer um problema linear sobredeterminado na forma $Ax = b$, onde tem-se para cada frequência s_k :

$$A_k = \begin{bmatrix} \frac{1}{s_k - a_1} & \dots & \frac{1}{s_k - a_N} & 1 & s_k \end{bmatrix}, \quad (98)$$

$$x = \begin{bmatrix} c_1 & \dots & c_N & d & h \end{bmatrix}, \quad (99)$$

$$b = f(s_k). \quad (100)$$

Utilizando estimativas iniciais reais para os polos pode-se tornar o problema mal condicionado. Para evitar isso, é necessário utilizar pares de polos complexos conjugados com parte real suficientemente pequena como apresentado em (101) e em (102).

$$a_n = -\alpha + j\beta, a_{n+1} = -\alpha - j\beta, \quad (101)$$

$$\alpha = \frac{\beta}{100}. \quad (102)$$

A implementação do algoritmo do Método de Ajuste Vetorial é distribuída na linguagem Matlab pelo próprio autor em <https://www.sintef.no/projectweb/vectfit/algorithm/> juntamente com exemplos de utilização.

O dado de entrada da análise é a resposta em frequência da rede elétrica e esta pode ser obtida utilizando o próprio programa ATP, necessitando que esta seja representada em detalhe neste programa. Esta representação é demorada pela grande quantidade de cabos e transformadores geralmente encontrada nos parques a serem estudados. Alternativamente, o programa HarmZs utilizado para desenvolver estudos de qualidade de energia elétrica poderá ser utilizado (COSTA; VARRICCHIO; VÉLIZ, 2016). Todos os parques eólicos em operação no país possuem sua rede coletora modelada detalhadamente no programa ANAREDE e o programa HarmZs permite a conversão direta destes arquivos para seu formato específico. Assim, o comportamento da impedância em função da frequência das redes dos parques eólicos pode ser obtida sem grandes dificuldades. Um detalhe a ser observado é que o programa HarmZs representa a variação das resistências dos equipamentos em função da frequência (efeito pelicular) e o ATP não. É possível modelar o comportamento da resistência de transformadores, geradores e linhas de transmissão em função da frequência, de modo que a correta correspondência da impedância da rede entre os programas ATP/HarmZs apenas ocorrerá com este recurso desabilitado. Isso se deve ao maior amortecimentos dos picos de ressonâncias na resposta em frequência obtida no programa HarmZs. A Equação (103) apresenta a expressão utilizada no programa HarmZs para representar o efeito pelicular em equipamentos. Os valores dos parâmetros sugeridos pelo programa para cada equipamento são apresentados na Tabela 3. Estes valores foram obtidos via estudos realizados pelo CEPEL e sugeridos no software HarmZs (CARLI et al.,).

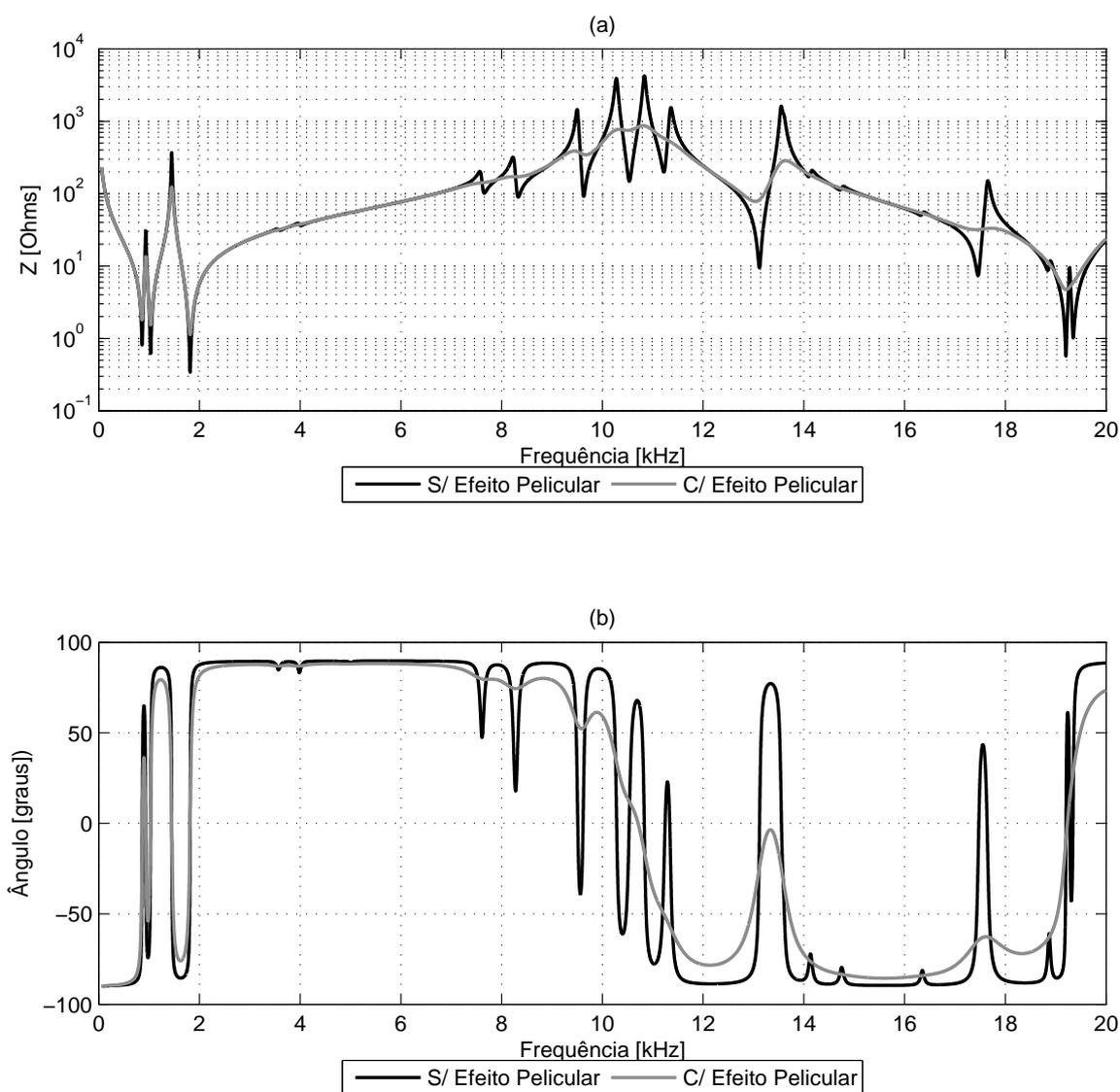
$$R(f) = R(f_0) \left[A \left(\frac{f}{f_0} \right)^\alpha + B \left(\frac{f}{f_0} \right)^\beta + C \right]. \quad (103)$$

Para ilustrar o efeito da correção da resistência, a Figura 18 apresenta uma comparação da resposta em frequência com e sem o recurso ativo.

Tabela 3 – Fatores de correção da resistência de equipamentos da rede elétrica no programa HarmZs.

Equipamento	A	B	C	α	β
Linha de transmissão	-1,243	1,549	0,600	0,732	0,716
Transformador	0,143	-0,081	0,910	1,909	1,500
Gerador	-0,822	1,370	0,600	0,880	0,807

Figura 18 – Efeito da correção da resistência (efeito pelicular): (a) módulo; (b) ângulo da impedância.



Fonte: próprio autor.

4.3 Representação de polos e resíduos em programas de transi-tórios eletromagnéticos

Uma resposta em frequência poderá ser representada por polos e resíduos associados na forma de frações parciais, mas é necessário representá-la de forma a obter simulações no tempo. No programa ATP não existe uma forma específica de representação, sendo necessária formas alternativas utilizando os recursos existentes no programa. A representação mais utilizada são circuitos passivos, que através de comparações dos termos de s das funções de transferência, elementos R,L e C podem ser calculados e representados nos cartões já existentes do programa. Outra alternativa é a utilização de um circuito de Norton (GUSTAVSEN; SILVA, 2013), que apresenta uma fonte de corrente calculada a cada passo de simulação. A fonte de corrente do circuito de Norton poderá ser representada no programa ATP, mas para sua implementação é necessário o uso de MODELS ou TACS. Esta abordagem apresentaria maior esforço computacional e dificuldade desnecessária nas simulações realizadas neste trabalho. Assim, a abordagem por circuitos passivos apresentada em (VARRICCHIO et al., 2012) foi utilizada.

Considere uma parcela de (74) composta por um par de polos complexos conjugados e seus resíduos associados:

$$\frac{c_n}{s - a_n} + \frac{c_n^*}{s - a_n^*}, \quad (104)$$

onde o sobrescrito * denota complexo conjugado. Expandindo c_n , c_n^* , a_n e a_n^* em suas componentes reais e imaginárias, tem-se:

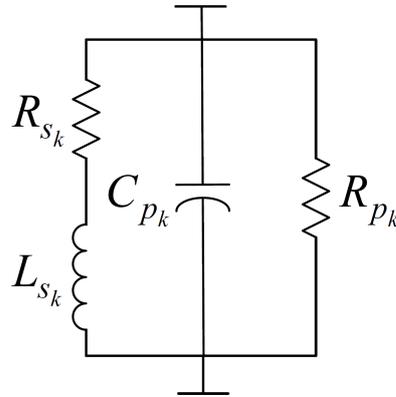
$$a_n = a' + ja'', a_n^* = a' - ja'', c_n = c' + jc'', c_n^* = c' - jc''. \quad (105)$$

Substituindo as equações em (105) em (104), obtém-se:

$$\frac{c_n}{s - a_n} + \frac{c_n^*}{s - a_n^*} = \frac{2c's - 2[c'a' + c''a'']}{s^2 - 2a's + [a'^2 + a''^2]}. \quad (106)$$

Note que (106) pode ser representada pelo circuito elétrico mostrado na Figura 19, pois a expressão analítica da impedância deste circuito é análoga a esta equação.

Figura 19 – Circuito RLC representativo de polos e resíduos complexos conjugados.



Fonte: (VARRICCHIO et al., 2012).

A impedância deste circuito é dada por:

$$Z_k(s) = \frac{\left(\frac{1}{C_{pk}}\right) s + \left(\frac{R_{sk}}{L_{sk}C_{pk}}\right)}{s^2 + \left(\frac{R_{sk}R_{pk}C_{pk} + L_{sk}}{R_{pk}L_{sk}C_{pk}}\right) s + \left(\frac{R_{sk} + R_{pk}}{R_{pk}L_{sk}C_{pk}}\right)}. \quad (107)$$

Fazendo a comparação entre os coeficientes das equações análogas (106) e (107), obtém-se:

$$C_{pk} = \frac{1}{2c'}, \quad (108)$$

$$R_{pk} = \frac{c'}{\left(\frac{\Psi}{2c'} - a'\right)}, \quad (109)$$

$$L_{sk} = \frac{2c'}{a'^2 + a''^2 + \left(\frac{\Psi}{c'}\right)^2 - \left(\frac{2\Psi a'}{c'}\right)}, \quad (110)$$

$$R_{sk} = \frac{-\Psi L_{sk}}{c'}, \quad (111)$$

onde Ψ é dado por:

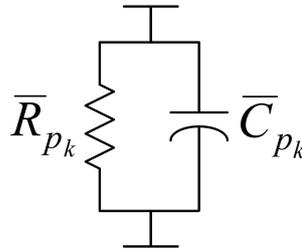
$$\Psi = c' a' + c'' a''. \quad (112)$$

Considere, agora, uma parcela de (74) composta por um polo e um resíduo associado reais:

$$\frac{c}{s - a}. \quad (113)$$

Para cada uma destas parcelas, utiliza-se um circuito RC paralelo, conforme mostrado na Figura 20.

Figura 20 – Circuito RC representativo de polo e resíduo reais da impedância.



Fonte: (VARRICCHIO et al., 2012).

A impedância deste circuito no domínio da frequência complexa s é dada por:

$$Z_k(s) = \frac{1}{s + \frac{1}{R_{pk}C_{pk}}}. \quad (114)$$

Comparando (113) com (114), determinam-se os valores de R_{pk} e C_{pk} em função de a e c . Desta forma, tem-se:

$$R_{pk}(s) = \frac{-c}{a}, \quad (115)$$

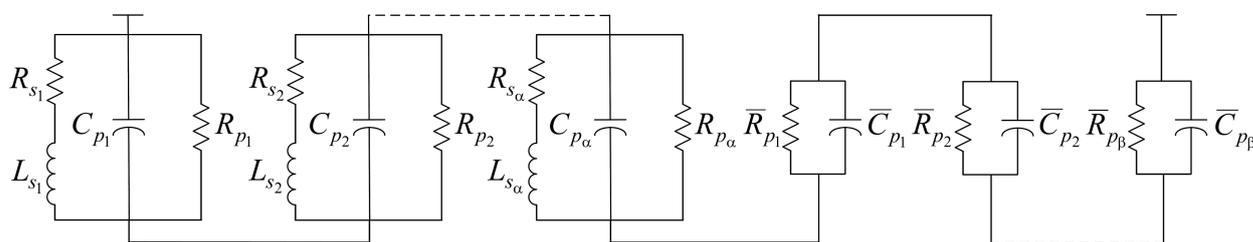
$$C_{pk}(s) = \frac{1}{c}. \quad (116)$$

Deste modo, uma vez obtidos todos os circuitos elétricos equivalentes às parcelas do somatório que representa a impedância primitiva $Z(s)$, estes são ligados em série, conforme mostrado na Figura 21, onde α e β representam o número de pares de polos complexos conjugados e de polos reais, respectivamente.

Pode-se observar nas equações de cálculo dos elementos R, L e C, que podem ocorrer valores negativos. Embora a representação de elementos negativos em programas de transitórios eletromagnéticos seja motivo de preocupação, não foram identificados problemas relacionados a esta representação nas simulações realizadas neste trabalho. Ressalta-se que todos os polos obtidos pelo método MAV são estáveis.

Os circuitos RLC utilizados neste trabalho (VARRICCHIO et al., 2012) são apenas uma forma de representação passiva dos polos e resíduos. Realizando o procedimento análogo

Figura 21 – Representação de todas as parcelas da impedância $Z(s)$ por um circuito equivalente.



Fonte: (VARRICCHIO et al., 2012).

aqui apresentado, outros circuitos podem ser obtidos para representar a resposta completa da impedância.

4.4 Características das redes de média tensão e influência do número de polos

Neste trabalho, se objetiva comparar o desempenho da utilização de uma rede equivalente que tenha a mesma resposta em frequência do sistema completo com outras representações mais simples. Desta forma, faz-se necessário entender como se comportam as redes dos parques eólicos em função da frequência. As análises utilizaram como ponto de partida os dados dos parques eólicos para o programa ANAREDE. Estes dados foram convertidos para o formato ".hzs" do programa HarmZs e em seguida foram obtidas as respostas em frequência das redes.

A faixa de frequência a ser analisada deve levar em consideração os fenômenos que poderão estar presentes nas análises envolvendo parques eólicos e suas redes de média tensão. Assim, as análises foram realizadas até no máximo 20kHz. Esta faixa permite realizar os principais estudos com parques eólicos. A Tabela 4 apresenta um resumo das principais faixas de frequências envolvidas nos estudos de transitórios eletromagnéticos (CIGRÉ, 1990).

Tabela 4 – Principais faixas de frequência envolvidas em estudos de transitórios eletromagnéticos.

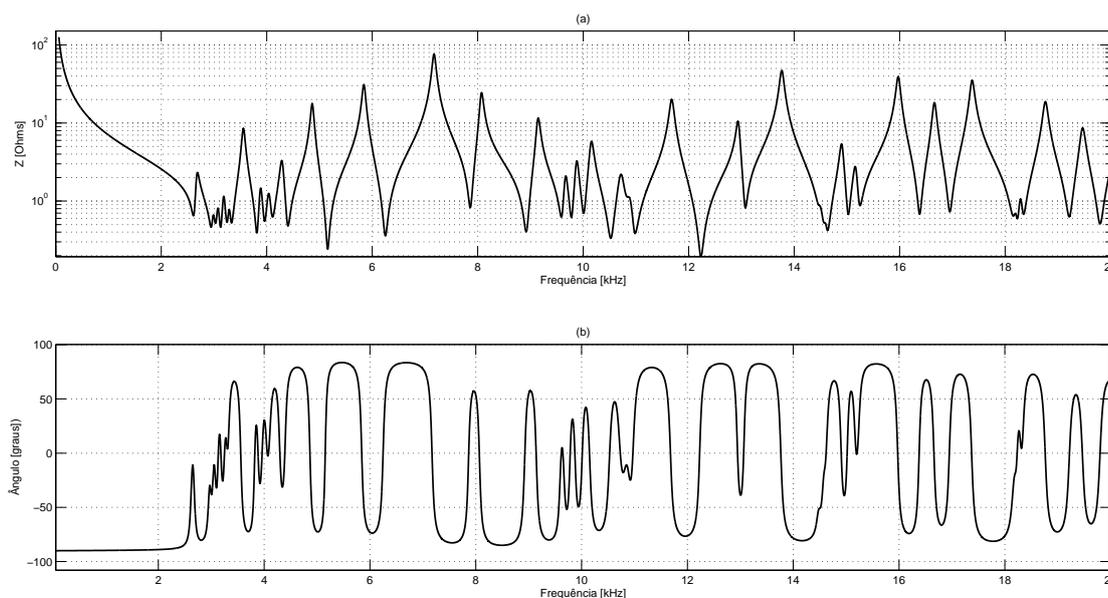
Tipo de Perturbação	Faixa de Frequências
Energização de Transformadores	0,1 Hz – 1 kHz
Ferroressonâncias	0,1 Hz – 1 kHz
Rejeição de Carga	0,1 Hz – 1 kHz
Energização de Linhas de Transmissão (LT)	50/60 Hz – 20 kHz
Faltas em LT	50/60 Hz – 20 kHz
Faltas em subestações	10 kHz – 3 MHz
Descargas Atmosféricas	10 kHz – 3 MHz
Manobras em subestações isoladas a SF6	100 kHz – 50 MHz

A análise das respostas em frequência dos parques eólicos mostrou que a impedância da rede tem característica capacitiva acima da frequência fundamental devido às grandes capacitâncias presentes nos cabos subterrâneos. Também foi observado que as redes raramente apresentam ressonâncias abaixo de 3kHz e apenas se comportam como um capacitor com valor equivalente à soma de todas as capacitâncias dos cabos até esta faixa de frequência. As Figuras 22 a 26 apresentam as respostas em frequência de alguns parques eólicos obtidas no barramento de 34,5kV e exemplificam esta constatação. Estas impedâncias foram medidas sem a presença dos transformadores elevadores dos aerogeradores, com os transformadores elevadores dos parques 230/34,5kV desconectados e sem a presença dos aerogeradores. A Tabela 5 apresenta os dados de alguns parques eólicos analisados neste trabalho.

Tabela 5 – Dados dos parques eólicos analisados.

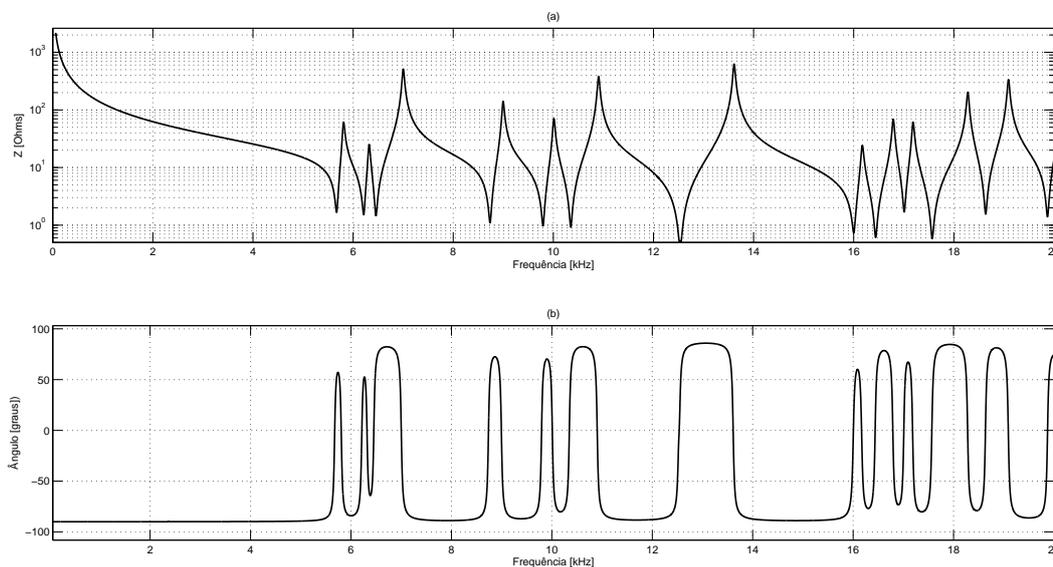
Complexo eólico	Ponto de Conexão	Quant. Aerogeradores	Potência [MW]
A	Açu 230kV	92	151,8
B	Picos 230kV	115	205,1
C	João Câmara III 138kV	47	94
D	Curral Novo do Piauí 500kV	132	240
E	Sobral III 230kV	31	65,1

Figura 22 – Resposta em Frequência na barra de 34,5kV do Complexo Eólico A: (a) módulo da impedância; (b) ângulo da impedância.



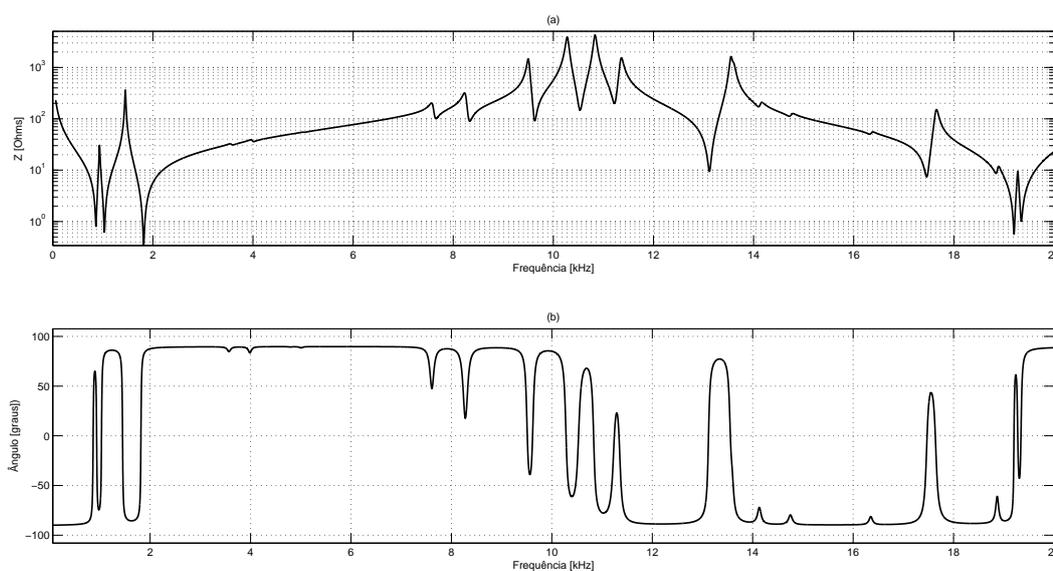
Fonte: próprio autor.

Figura 23 – Resposta em Frequência na barra de 34,5kV do Complexo Eólico B: (a) módulo da impedância; (b) ângulo da impedância.



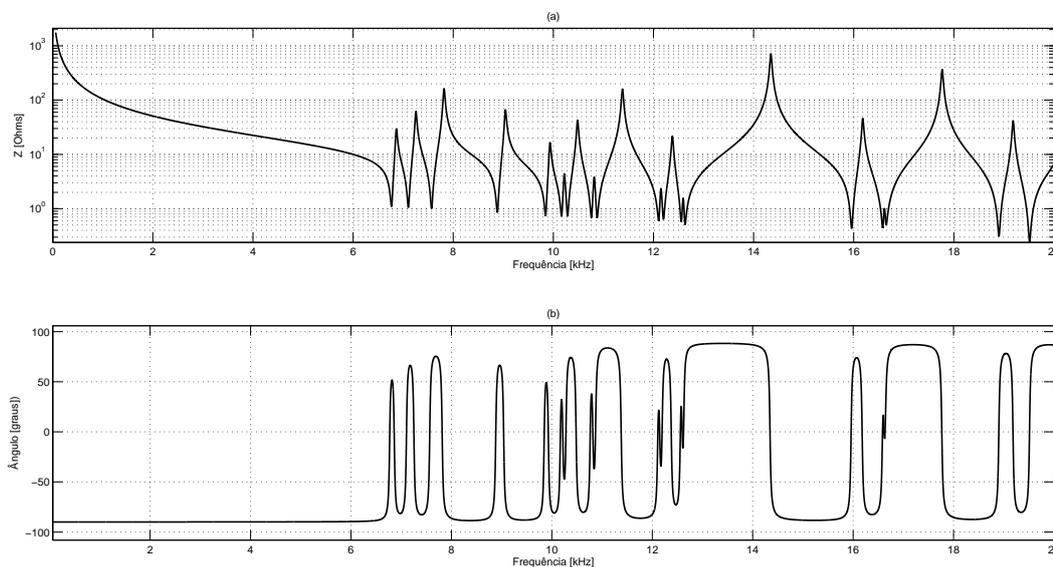
Fonte: próprio autor.

Figura 24 – Resposta em Frequência na barra de 34,5kV do Complexo Eólico C: (a) módulo da impedância; (b) ângulo da impedância.



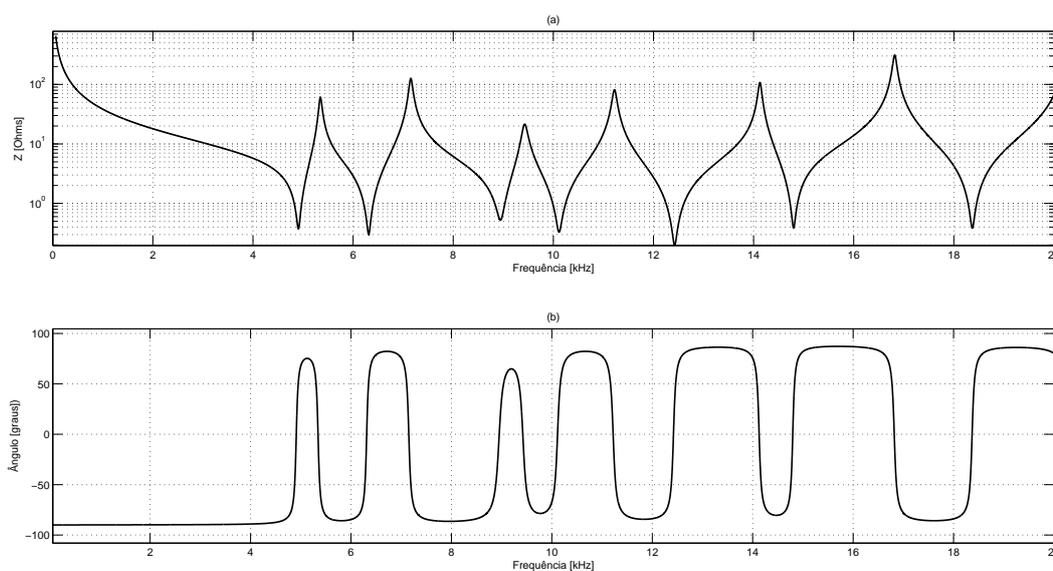
Fonte: próprio autor.

Figura 25 – Resposta em Frequência na barra de 34,5kV do Complexo Eólico D: (a) módulo da impedância; (b) ângulo da impedância.



Fonte: próprio autor.

Figura 26 – Resposta em Frequência na barra de 34,5kV do Complexo Eólico E: (a) módulo da impedância; (b) ângulo da impedância.



Fonte: próprio autor.

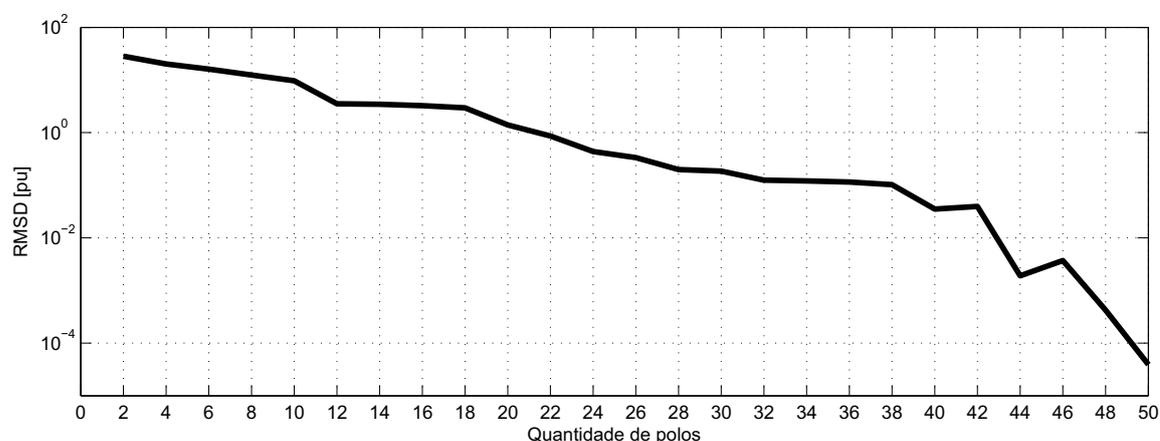
As análises deste trabalho estão concentradas nos dados do complexo eólico C. As frequências envolvidas durante a energização de transformadores ficam em uma faixa de até 1kHz e utilizar uma rede que apresente ressonâncias nesta faixa é interessante, do ponto de vista de simulação. Com a resposta em frequência obtida, o próximo passo é obter os polos e resíduos associados, que realizam um bom ajuste na faixa de frequência estudada. Um parâmetro de entrada para utilização do método MAV é a quantidade de polos a serem obtidos. Uma pequena quantidade de polos poderá não apresentar um bom ajuste da resposta original, deixando de representar alguns picos de ressonâncias e uma quantidade muito grande poderá ser desnecessária. Uma grande quantidade de polos irá resultar em vários circuitos RLC em cascata, que irão resultar em maior tempo de processamento nas simulações e acima de uma determinada quantidade praticamente não há melhora no ajuste. Assim, a escolha do número de polos deverá levar em consideração a quantidade de ressonâncias presentes nos dados originais, de forma a utilizar uma quantidade equilibrada de polos. Uma forma de identificar se o ajuste possui uma boa quantidade de polos é avaliar o desvio médio quadrático - RMSD (*root-mean-square deviation*), que é calculado utilizando o erro em relação aos pontos originais da curva (117):

$$RMSD = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (f(s_i) - f_{fit}(s_i))^2}{N}}, \quad (117)$$

onde $f(s_i)$ é o valor da função da transferência original na frequência s_i , $f_{fit}(s_i)$ o valor do ajuste obtido e N a quantidade de valores de frequência utilizados para o ajuste.

O aumento do número de polos se reflete em uma diminuição no RMSD. A Figura 27 apresenta o comportamento do RMSD em função da escolha do número de polos para a curva do complexo eólico C apresentada na Figura 24.

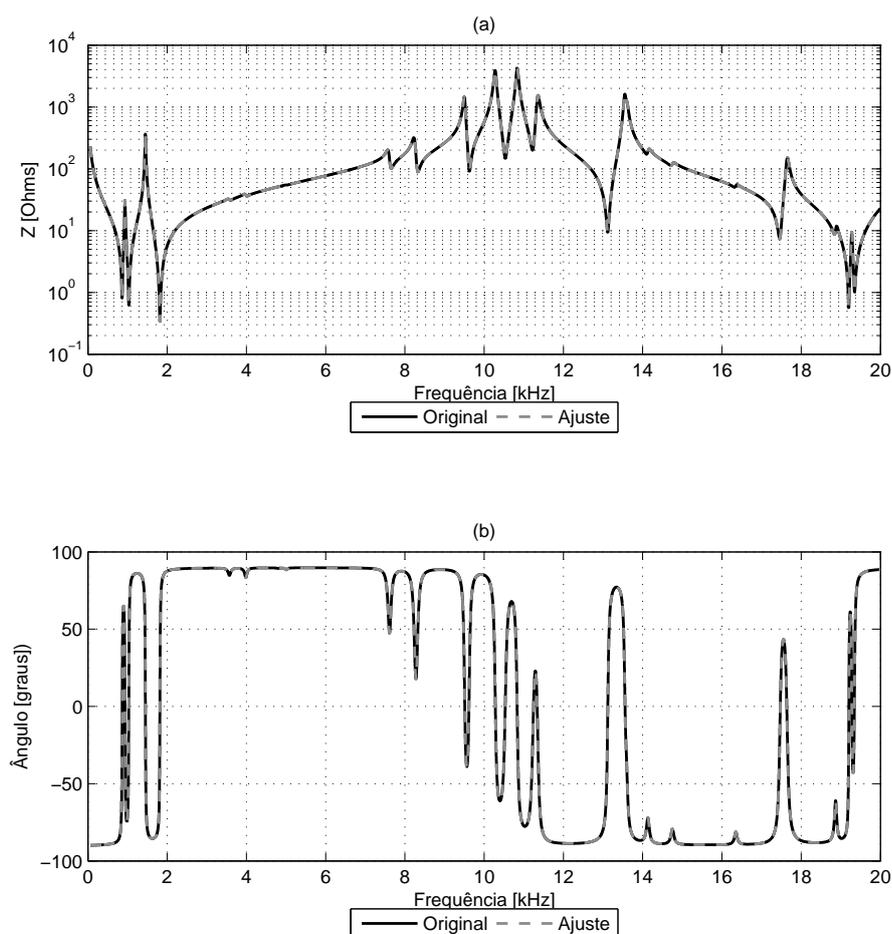
Figura 27 – Comportamento do RMSD em função da escolha do número de polos para a curva do complexo eólico C apresentada em 24.



Fonte: próprio autor.

Foi escolhido um total de 50 polos para representar a rede de média tensão do complexo eólico C nas simulações realizadas no programa ATP e com esta quantidade o RMSD fica igual a $3,9017 \cdot 10^{-5} pu$. A resposta em frequência foi obtida no barramento de 34,5kV do parque eólico analisado e o valor de $1 pu$ corresponde a $11.9025 Ohms$. A quantidade de polos foi escolhida de modo a garantir um bom ajuste e um baixo valor de RMSD. O ponto de partida para escolha do número de polos para o ajuste é a avaliação visual da quantidade de ressonâncias presentes na resposta em frequência, uma vez que cada ressonância representa um par de polos conjugados. Assim, um bom ajuste deverá ser obtido com a quantidade de polos correspondendo a no mínimo duas vezes a quantidade de ressonâncias identificadas. A Figura 28 apresenta a comparação do ajuste em relação à resposta original. A resposta em frequência mostrada não utiliza a representação do efeito pelicular.

Figura 28 – Comparação do ajuste utilizando 50 polos e pontos originais da rede de média tensão do complexo eólico C: (a) módulo impedância; (b) ângulo.



Fonte: próprio autor.

4.5 Sumário

Neste capítulo, é apresentada a técnica mais utilizada para representação equivalente de redes de média tensão em estudos de regime permanente e estabilidade. É apresentado em seguida, o Método de Ajuste Vetorial, que utiliza a representação da função de transferência por frações parciais para obtenção de polos e resíduos e sua vantagem de não necessitar dos dados originais das redes.

É mostrada a forma de representação dos polos e resíduos em programas de simulação adotada neste trabalho, que consiste na utilização de circuitos RLC em cascata, onde um circuito RLC representa um par de polos, um circuito RC representa um polo real e a associação em série de todos os circuitos resultam na impedância total.

Através da realização do ajuste variando o número de polos, é possível observar graficamente o efeito no desvio médio quadrático (RMSD) e ainda constatar que acima de uma determinada quantidade de polos não se justifica o aumento no número de polos devido ao aumento na complexidade e esforço computacional.

5 RESULTADOS DE SIMULAÇÃO

Neste capítulo, são realizadas simulações utilizando o programa ATP comparando a representação detalhada com representações equivalentes da rede de média tensão do Complexo Eólico C. A representação detalhada (DET) contém todos os cabos, transformadores elevadores e aerogeradores. São analisadas três representações equivalentes: apenas o somatório das capacitâncias presentes na rede, denominada Capacitor Equivalente (CE), equivalente de regime permanente (ERP), que é utilizado em estudos de regime permanente e regime dinâmico e circuitos RLC representativos dos polos e resíduos obtidos pelo Método de Ajuste Vetorial (MAV).

Os estudos de transitórios eletromagnéticos necessitam equilibrar o nível de detalhe de representação da área estudada e o tempo de processamento despendido para sua realização em programas de simulação. Os pequenos passos de simulação exigidos pelos programas de transitórios eletromagnéticos, juntamente com a complexidade dos modelos dos equipamentos, elevam os tempos de simulação. A análise de uma região com grande concentração de geração eólica também requer grande tempo do analista para modelagem em detalhe da rede. A utilização de modelos equivalentes de redes de média tensão possibilita redução de tempos de processamento e do analista para realização de estudos em uma determinada área. Os modelos equivalentes de redes de média tensão devem substituir a representação detalhada com precisão suficiente, de forma a não alterar as conclusões dos estudos e ocasionar decisões errôneas diante dos resultados das análises. Representações que provoquem maiores valores de tensão e corrente, apesar de serem conservativos em relação a representação detalhada, podem indicar restrições inexistentes em um estudo. Por outro lado, valores de tensão e corrente mais baixos podem mascarar restrições reais, que poderão acarretar atuações indevidas da proteção ou danificar equipamentos do sistema.

5.1 Considerações das análises

Nesta seção, são apresentadas as considerações para realização das simulações. Também são apresentados os parâmetros, dados e configurações analisadas.

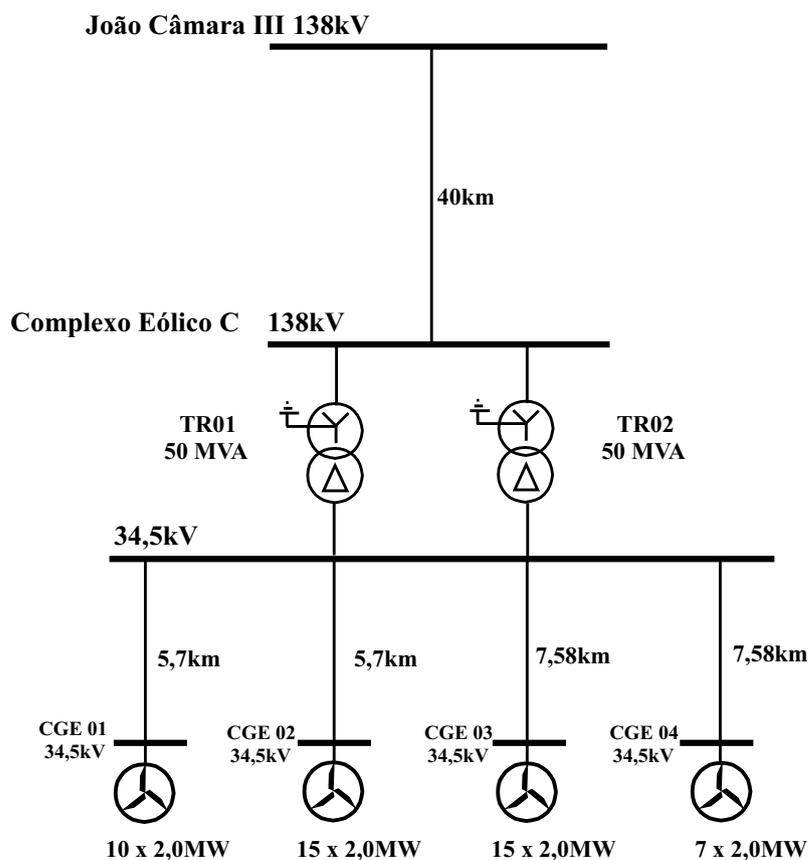
1. As análises são realizadas com a rede do complexo eólico C desacoplada do restante do sistema com o objetivo de minimizar a iteração do sistema com a rede do complexo eólico. Assim, é utilizada uma potência de curto-circuito trifásica de 9000MVA no ponto de conexão, a mesma obtida na barra de João Câmara III 138kV atualmente. Apartir do ponto de conexão, toda a rede do complexo é modelada em detalhe.
2. Por simplificação, não são representados os para-raios 230kV/34,5kV e nem a saturação

dos transformadores elevadores dos aerogeradores 34,5/0,69kV. Todos os transformadores 138/34,5kV foram considerados iguais e tiveram suas curvas de saturação representadas.

3. Devido à ausência de informações quanto os parâmetros de sequência zero dos cabos da rede de média tensão, estes são considerados iguais aos valores de sequência positiva.
4. É considerado o mesmo conjunto de tempos (t_a , t_b e t_c) para as diferentes simulações considerando a rede detalhada, CE, ERP e MAV. Também são considerados tempos de fechamento diferentes em cada fase ($t_a \neq t_b \neq t_c$) devido aos diferentes tempos entre as fases em um disjuntor real.
5. De forma a manter um padrão de comparação, são considerados: mesmo tempo total de simulação, mesmo passo e mesma frequência de amostragem para plotagem no arquivo de saída “.pl4”.
6. As simulações inicialmente são realizadas com aerogeradores desconectados e sem a presença dos transformadores elevadores com o objetivo de isolar os efeitos de representação da rede e aerogeradores. Em seguida, as mesmas simulações são realizadas com os aerogeradores gerando potência máxima.
7. As grandezas analisadas são: tensão em 138kV/34,5kV e corrente em 34,5kV do complexo eólico. No caso de energização de transformadores também são analisadas as correntes de fase e neutro dos transformadores. Para a análise da energização de banco de capacitor, também é de interesse a corrente no banco energizado.
8. Como o mesmo evento será analisado com quatro representações diferentes da rede de média tensão, as comparações estarão concentradas apenas na fase A das correntes e tensões.

A Figura 29 apresenta a configuração simplificada de conexão na SE João Câmara III 138kV através de uma LT de 40km e dois transformadores 138/34,5kV de 50MVA. Estes aerogeradores se conectam através de transformadores elevadores 34,5/0,69kV de 2,1MVA, mas na figura estes transformadores foram omitidos por simplificação. A barra de João Câmara III 138kV foi representada com uma potência de curto-circuito trifásico de 9000MVA. O complexo eólico possui um total de 47 aerogeradores de 2,0MW cada.

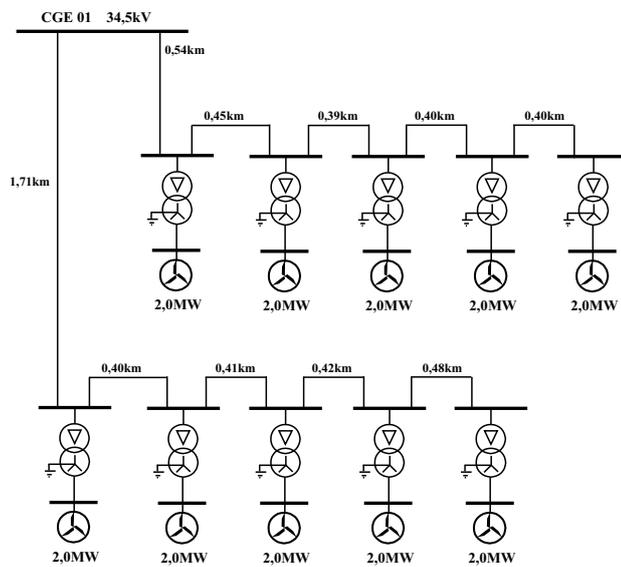
Figura 29 – Configuração de conexão do complexo eólico C no sistema.



Fonte: próprio autor.

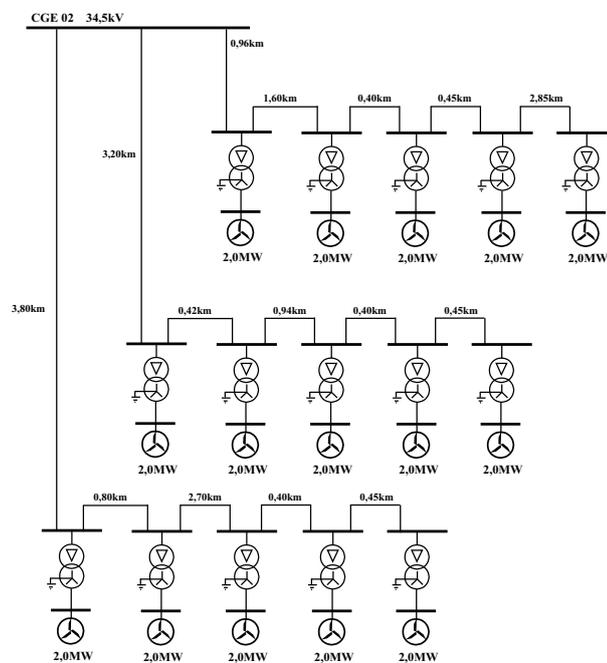
O complexo eólico é ainda composto por quatro centrais de geração eólica, que são apresentadas em detalhe nas Figuras 30 a 33.

Figura 30 – Detalhe da rede de média tensão da CGE 01.



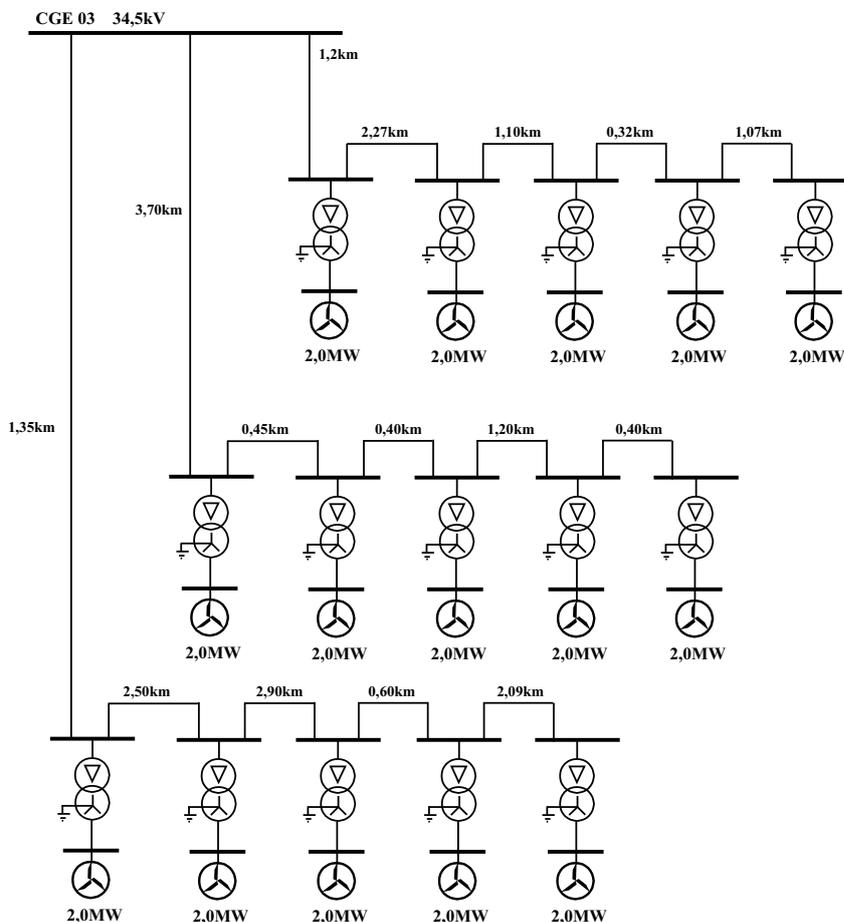
Fonte: próprio autor.

Figura 31 – Detalhe da rede de média tensão da CGE 02.



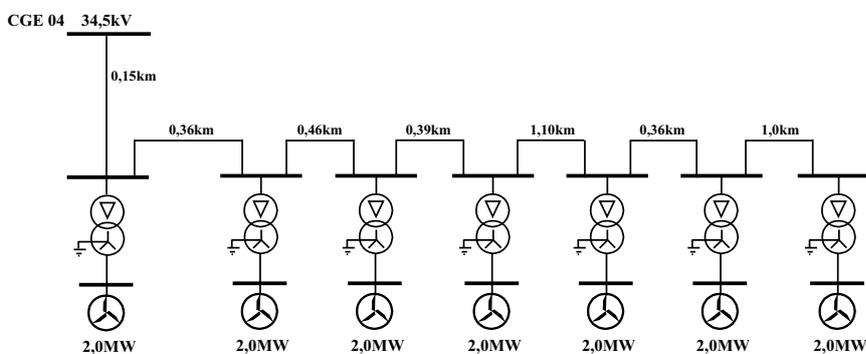
Fonte: próprio autor.

Figura 32 – Detalhe da rede de média tensão da CGE 03.



Fonte: próprio autor.

Figura 33 – Detalhe da rede de média tensão da CGE 04.



Fonte: próprio autor.

A rede de média tensão do complexo eólico é representada de quatro formas distintas: detalhadamente (DET), capacitor equivalente (CE), equivalente de regime permanente (ERP) e circuitos RLC representativos dos polos e resíduos obtidos pelo Método de Ajuste Vetorial (MAV). A representação detalhada é realizada considerando cada aerogerador representado individualmente usando *Foreign models*. Para as representações equivalentes, é utilizado um transformador elevador 34,5/0,69kV equivalente e um aerogerador agregado representando as 47 unidades em um único barramento.

5.2 Simulações sem a presença de aerogeradores e transformadores elevadores 34,5/0,69kV

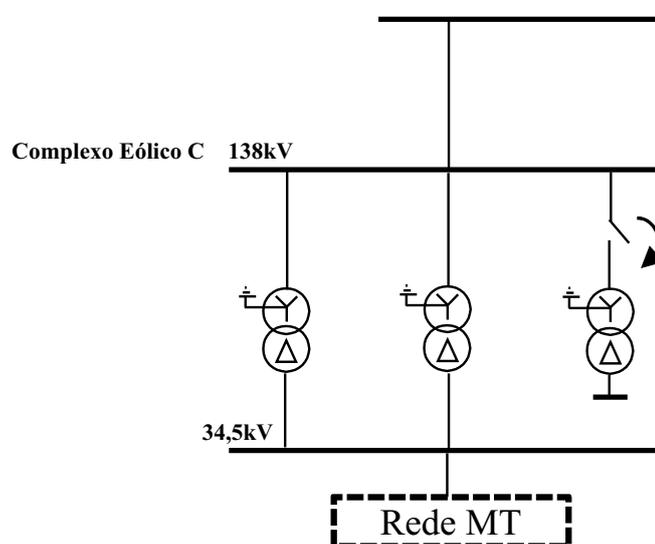
Este conjunto de simulações apresenta o comportamento apenas da rede de média tensão diante da energização de transformador e de banco de capacitor na subestação do Complexo Eólico C. Os estudos de energização de transformadores e banco de capacitores são as análises de transitórios eletromagnéticos mais frequentemente realizadas na presença de parques eólicos.

A energização dos transformadores presentes na subestação na fase pré-operacional objetiva avaliar os impactos na rede básica e possíveis atuações indevidas das proteções das subestações vizinhas ao parque eólico. Devido à exigência de atendimento ao fator de potência no ponto de conexão existente no procedimento de rede, geralmente é identificada, nos estudos de fluxo de carga, a necessidade de instalação banco de capacitores no barramento de 34,5kV. Os estudos de energização de banco de capacitores visam identificar as solicitações impostas aos equipamentos da subestação do parque eólico frente à manobra destes bancos. Inicialmente as análises são realizadas sem a presença dos aerogeradores e seus transformadores elevadores, considerando o disjuntor do transformador no lado de 34,5kV aberto. O objetivo de isolar o desempenho da rede equivalente do efeito dos aerogeradores.

5.2.1 *Energização de transformador sem a presença de aerogeradores e transformadores elevadores*

A simulação apresentada neste item consiste na energização de um terceiro transformador de 50MVA 138/34,5kV idêntico aos existentes e com estes energizados. A Figura 34 apresenta a configuração da simulação realizada neste item.

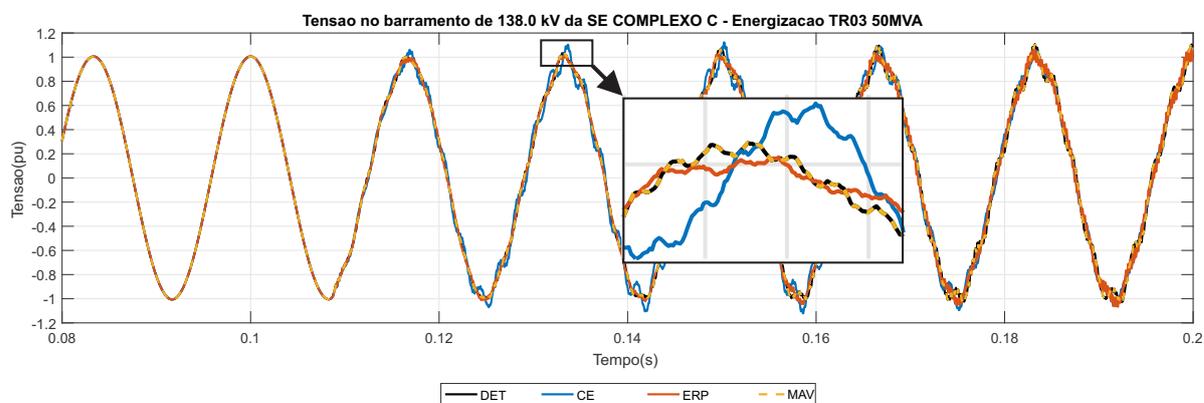
Figura 34 – Configuração da rede para energização do TR03 138/34,5kV sem a presença de geração.



Fonte: próprio autor.

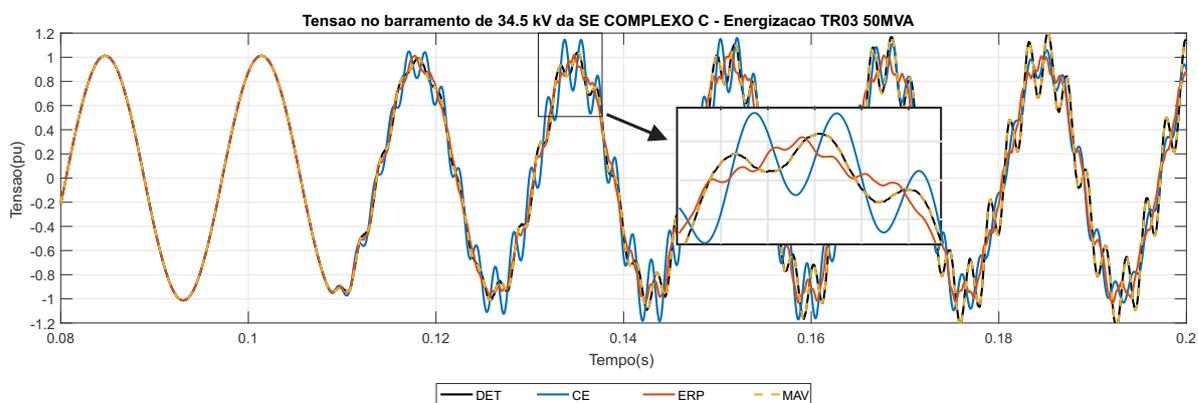
As Figuras de 35 e 36 apresentam as tensões nos barramentos de 138kV e 34,5kV, respectivamente. A Figura 37 apresenta a corrente de fase do transformador energizado, a Figura 38 a corrente de neutro e a Figura 39 a corrente total dos alimentadores injetada no barramento de 34,5kV. Todas as Figuras apresentam alguns ciclos de simulação com o objetivo de mostrar detalhes das curvas.

Figura 35 – Tensão 138kV durante energização TR03 do complexo eólico C sem a presença de geração.



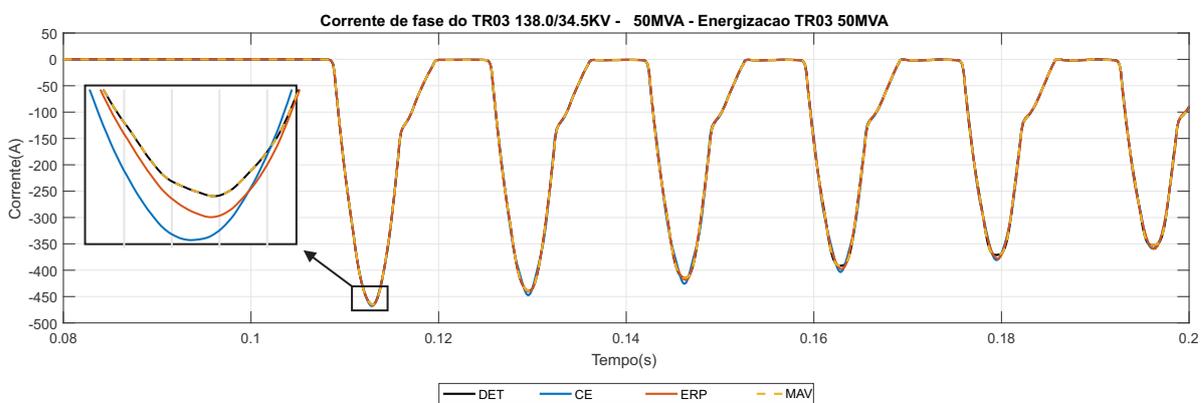
Fonte: próprio autor.

Figura 36 – Tensão 34,5kV durante energização TR03 do complexo eólico C sem a presença de geração.



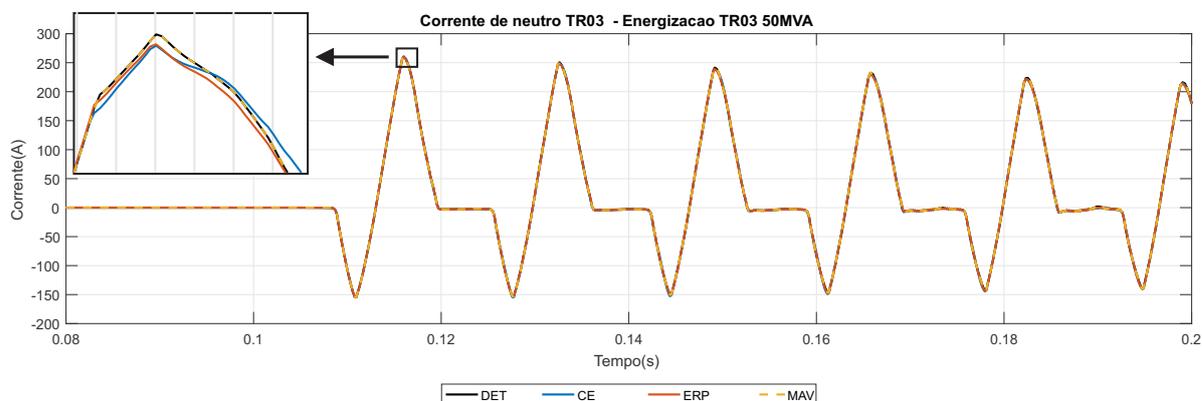
Fonte: próprio autor.

Figura 37 – Corrente de fase no TR03 em 138kV durante sua energização sem a presença de geração.



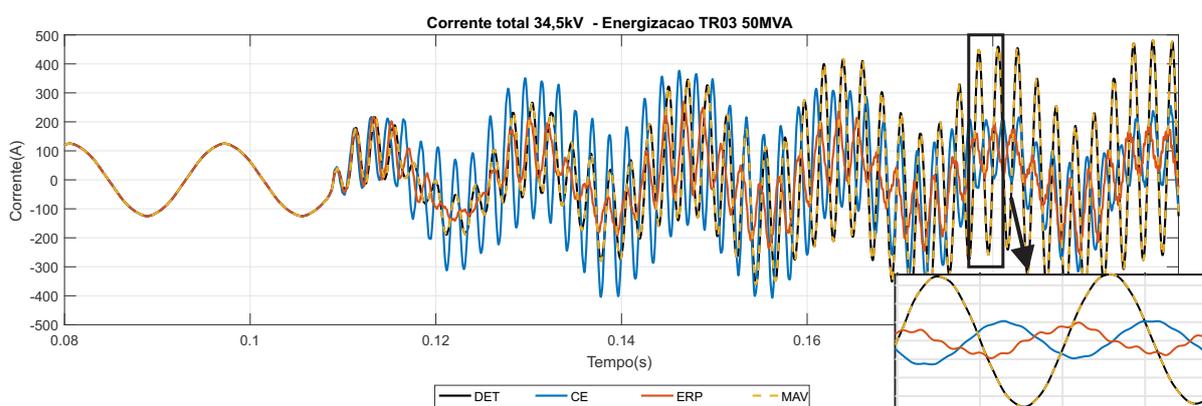
Fonte: próprio autor.

Figura 38 – Corrente de neutro no TR03 durante sua energização sem a presença de geração.



Fonte: próprio autor.

Figura 39 – Corrente total 34,5kV durante energização TR03 do complexo eólico C sem a presença de geração.



Fonte: próprio autor.

A análise dos resultados indicou grande similaridade entre a resposta obtida pelo MAV em relação à resposta com representação detalhada. A resposta obtida apresentou frequências de oscilação, amplitudes máximas e amortecimento muito próximos da representação detalhada.

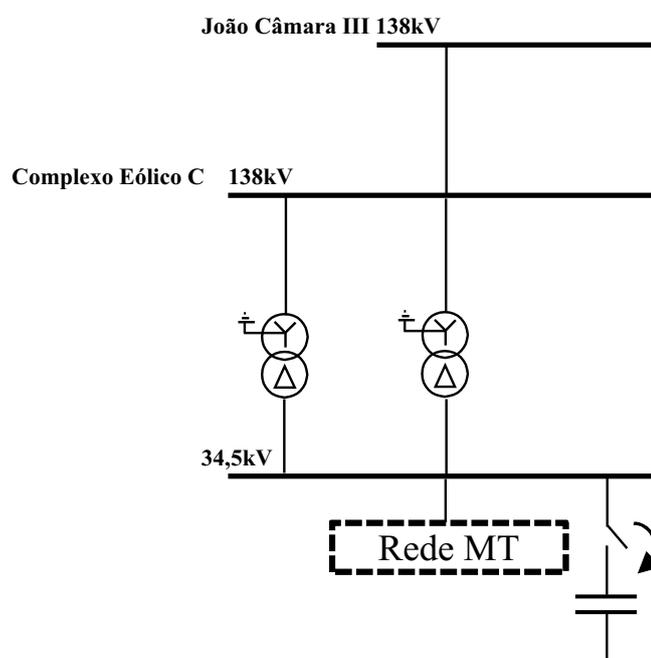
Com relação às respostas obtidas utilizando CE e ERP, verificam-se grandes alterações na fase das grandezas e diferenças de amortecimento principalmente na corrente total de média tensão e tensão do barramento 34,5kV. Apesar disso, não se observaram grandes alterações nos valores máximos das correntes e tensões simuladas no lado de 138kV. A corrente em 34,5kV apresentou ainda pequenas diferenças em relação às frequências harmônicas. No caso detalhado verifica-se uma frequência de 480Hz e as simulações utilizando CE e ERP variam de 500 a

560Hz. Como se pode observar nas Figuras 37 e 38, os valores máximos das correntes de fase e neutro do transformador energizado praticamente são os mesmos nas quatro situações analisadas.

5.2.2 Energização de banco de capacitor sem a presença de aerogeradores e transformadores elevadores

A simulação apresentada neste item consiste na energização de um banco de capacitor (BC) de 16Mvar no barramento de 34,5kV. A presença de banco de capacitores nos barramentos de média tensão de parques eólicos é comum devido à necessidade de atendimento ao fator de potência no ponto de conexão exigido pelos procedimentos de rede. A Figura 40 apresenta a configuração da simulação realizada neste item.

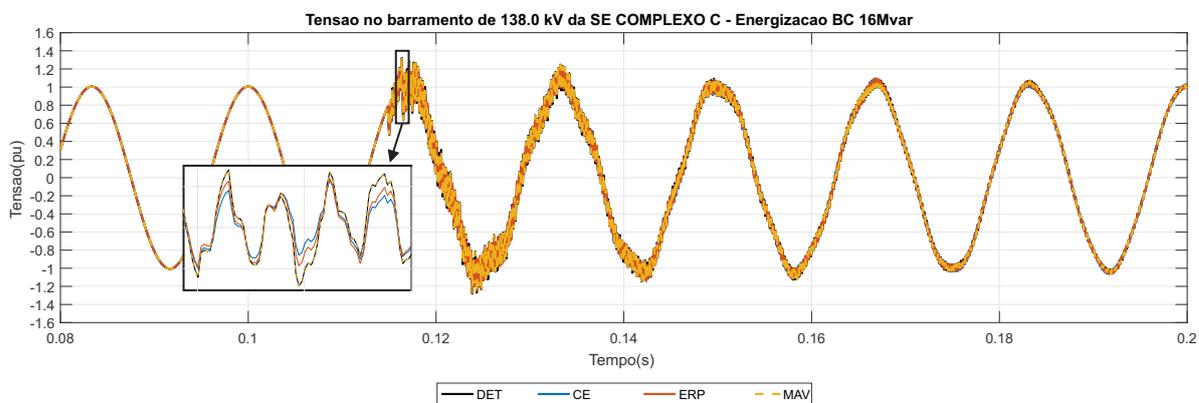
Figura 40 – Configuração da rede para energização do BC 16Mvar sem a presença de geração.



Fonte: próprio autor.

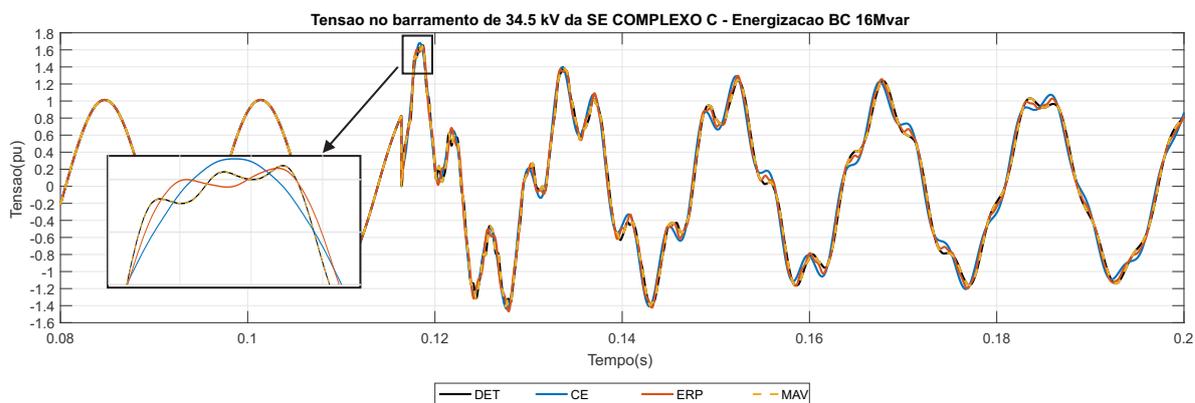
As Figuras de 41 e 42 apresentam as tensões nos barramentos de 138kV e 34,5kV, respectivamente. A Figura 43 apresenta a corrente de fase do transformador TR01 e a Figura 44 a corrente total dos alimentadores injetada no barramento de 34,5kV. A corrente do BC energizado é apresentado na Figura 45.

Figura 41 – Tensão 138kV durante energização do BC 16Mvar sem a presença de geração.



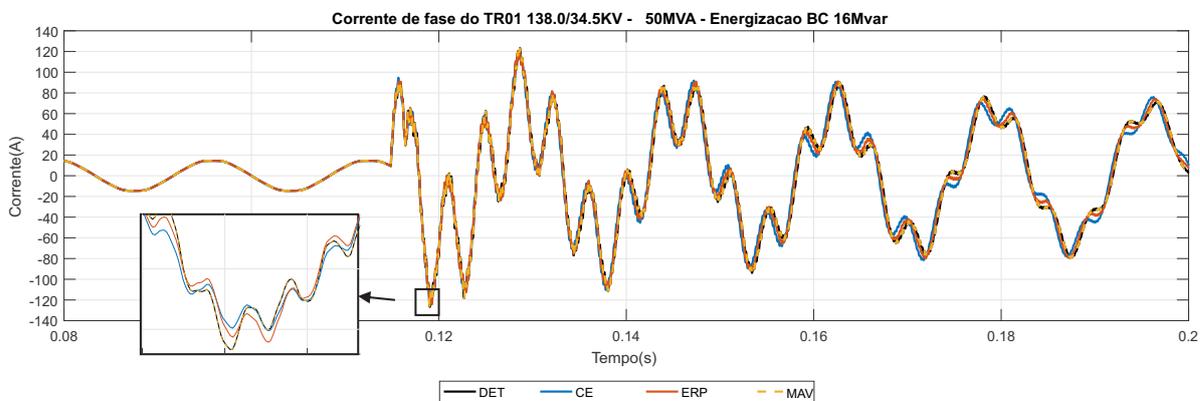
Fonte: próprio autor.

Figura 42 – Tensão 34,5kV durante energização do BC 16Mvar do complexo eólico C sem a presença de geração.



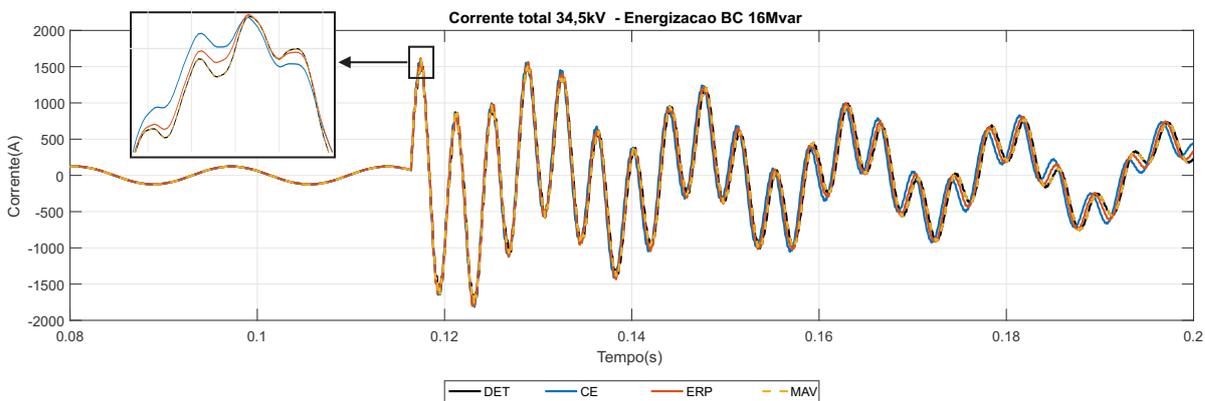
Fonte: próprio autor.

Figura 43 – Corrente de fase no TR01 em 138kV durante energização do BC 16Mvar sem a presença de geração.



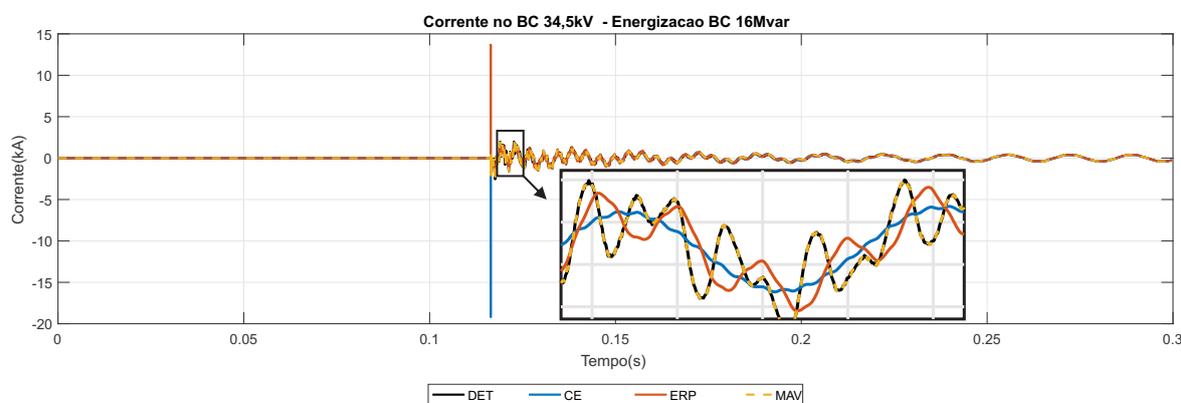
Fonte: próprio autor.

Figura 44 – Corrente total 34,5kV durante energização do BC 16Mvar sem a presença de geração.



Fonte: próprio autor.

Figura 45 – Corrente no BC 16Mvar energizado no barramento de 34,5kV sem a presença de geração.



Fonte: próprio autor.

A análise dos resultados indicou novamente grande similaridade entre a resposta obtida pelo MAV em relação à resposta com representação detalhada. A resposta obtida apresentou frequências de oscilação, amplitudes máximas e amortecimento muito próximos da representação detalhada.

Com relação às respostas obtidas utilizando CE e ERP, verificaram-se grandes alterações na fase das grandezas principalmente na corrente total de média tensão e tensão do barramento 34,5kV. Apesar disso, não se observaram grandes alterações nos valores máximos das correntes e tensões simuladas no lado de 138kV e nem diferenças em relação às frequências harmônicas encontradas na corrente em 34,5kV. Em todos os casos se observa a presença de uma frequência de 4kHz na corrente total em 34,5kV. Observando a corrente no banco de capacitor energizado, os picos de corrente observados com as representações CE e ERP não são observados nas representações DET e MAV.

5.3 Simulações com a presença de aerogeradores e transformadores elevadores 34,5/0,69kV

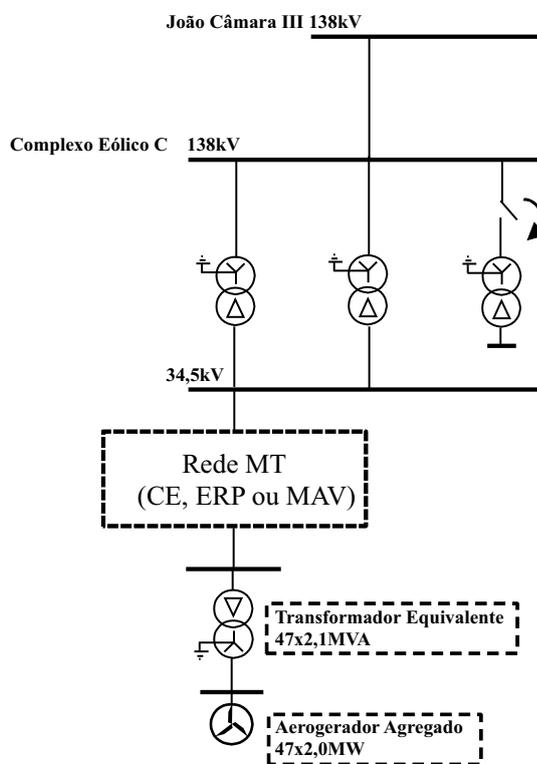
As análises realizadas neste item consideram a presença dos aerogeradores e seus transformadores elevadores. Na simulação detalhada do complexo eólico foram representados individualmente todos os 47 aerogeradores e seus transformadores elevadores. Para as análises considerando a rede de média tensão equivalente foi utilizado um aerogerador agregado, que representa todos os 47 aerogeradores por uma única máquina. Com a inclusão dos efeitos dos aerogeradores e transformadores, a comparação entre as simulações fica mais complexa e deve levar em consideração alguns fatores:

1. Nas simulações com aerogerador agregado se considera que os instantes de chaveamento dos IGBT de todos os aerogeradores irão ocorrer no mesmo instante. Na simulação com todos os aerogeradores representados individualmente isso não ocorre porque todos estão sujeitos a tensões instantâneas diferentes na rede de média tensão apesar das distâncias entre os barramentos de 34,5kV serem pequenas.
2. Irão existir diferenças com relação ao ponto de operação entre as simulações. Apenas a simulação utilizando ERP irá apresentar o mesmo ponto de operação da rede detalhada. As simulações utilizando CE ou MAV não apresentam impedâncias séries e não conseguem reproduzir as mesmas perdas ativas e quedas de tensão a partir do barramento de 34,5kV. Assim, as simulações utilizando MAV e CE são realizadas com módulos e ângulos da tensões instantâneas no barramento de 34,5kV ligeiramente diferentes em relação a representação detalhada.
3. Quanto maiores forem as distâncias, e conseqüentemente maiores as impedâncias entre os aerogeradores, maiores são as diferenças no ponto de operação. Apesar de que estas possam ser compensadas na potência ativa e reativa gerada pelo aerogerador agregado, isso não foi utilizado porque se priorizou manter as mesmas referências nos sistemas de controle para todas as simulações.

5.3.1 Energização de transformador considerando a presença de aerogeradores e transformadores elevadores

A simulação apresentada neste item consiste na energização de um transformador de 50MVA 138/34,5kV idêntico aos existentes e com estes energizados em carga. A simulação detalhada foi representada como mostrado nas Figuras 30 a 33. A Figura 46 apresenta a configuração da rede equivalente e aerogerador agregado, onde a rede equivalente foi representada de três formas diferentes (CE, ERP e MAV).

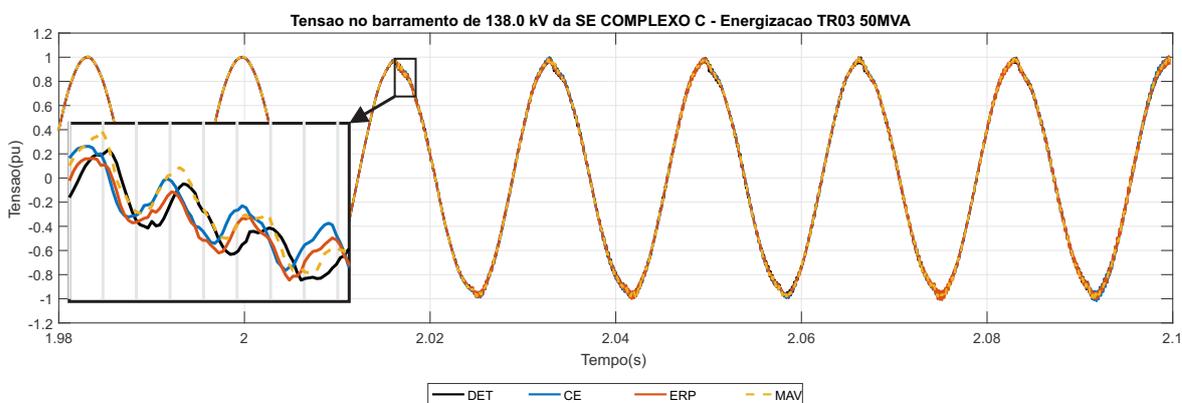
Figura 46 – Configuração da rede para energização do TR03 138/34,5kV com a presença de geração.



Fonte: próprio autor.

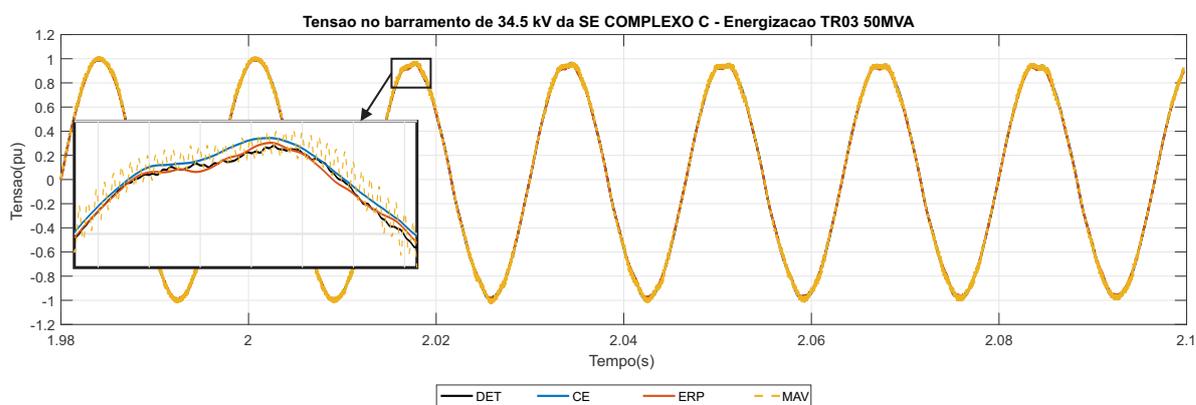
As Figuras 47 e 48 apresentam as tensões nos barramentos de 138kV e 34,5kV, respectivamente. A Figura 49 apresenta a corrente de fase do transformador energizado, a Figura 50 a corrente de neutro e a Figura 51 a corrente total dos alimentadores injetada no barramento de 34,5kV. Todas as Figuras apresentam alguns ciclos de simulação com o objetivo de mostrar detalhes das curvas.

Figura 47 – Tensão 138kV durante energização TR03 do complexo eólico C com a presença de geração.



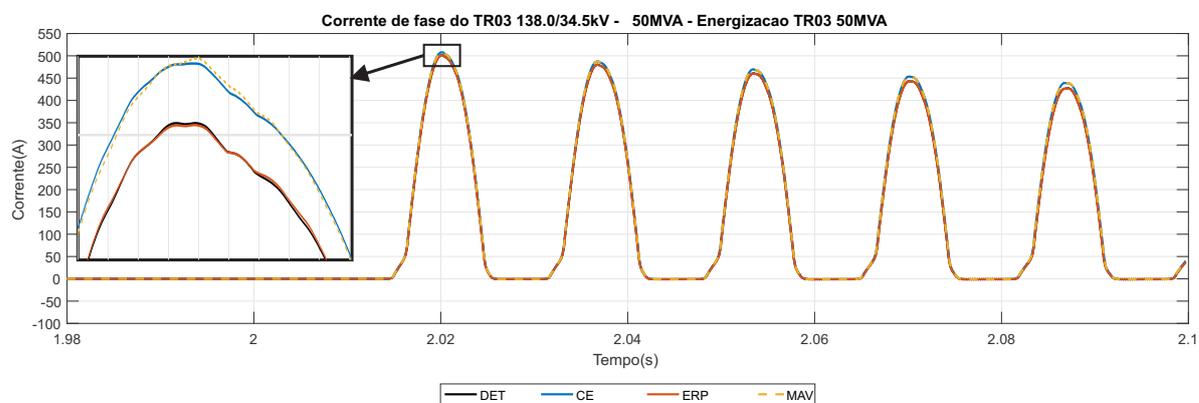
Fonte: próprio autor.

Figura 48 – Tensão 34,5kV durante energização TR03 do complexo eólico C sem a presença de geração.



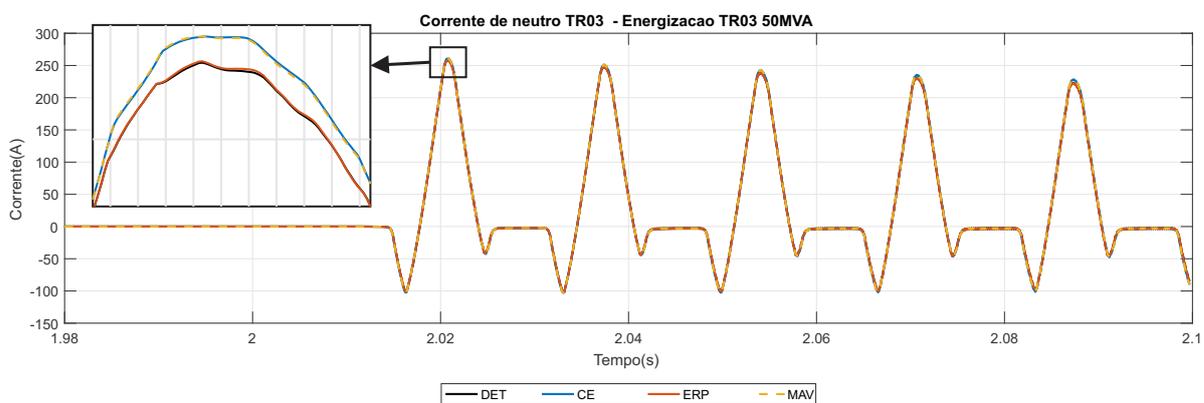
Fonte: próprio autor.

Figura 49 – Corrente de fase no TR03 em 138kV durante sua energização com a presença de geração.



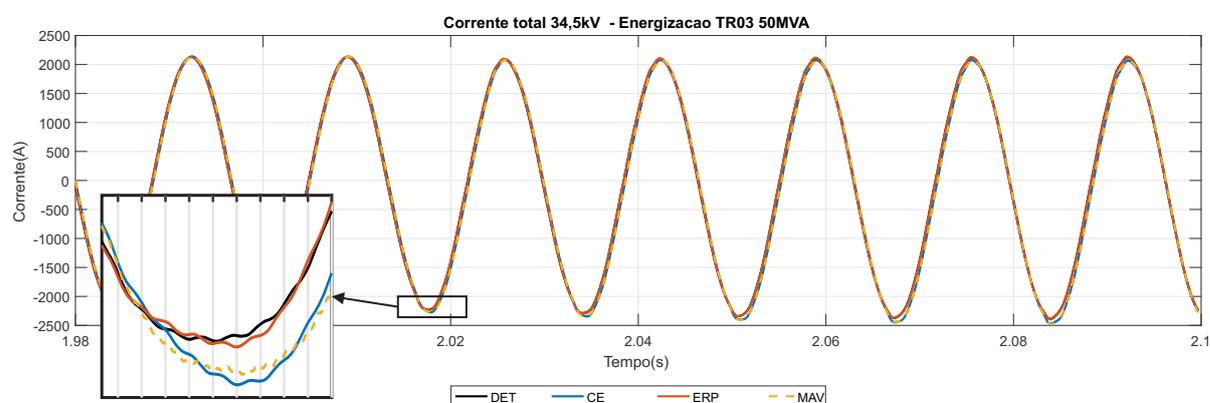
Fonte: próprio autor.

Figura 50 – Corrente de neutro no TR03 durante sua energização com a presença de geração.



Fonte: próprio autor.

Figura 51 – Corrente total 34,5kV durante energização TR03 do complexo eólico C com a presença de geração.



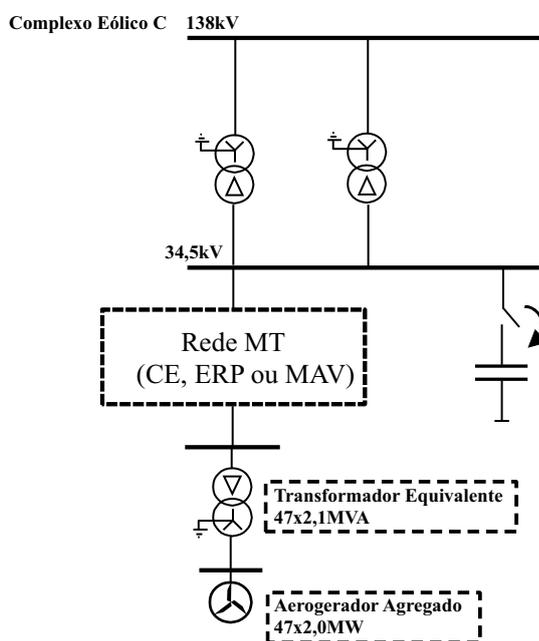
Fonte: próprio autor.

Com a presença dos aerogeradores nas simulações, ficou evidente a diferença nos pontos de operação entre as representações detalhada/ERP em relação a CE/MAV. Estas diferenças estão associadas à presença de impedâncias série nas representações detalhada/ERP e se refletem principalmente na corrente total em 34,5kV. Todas as correntes de fase e neutro dos transformadores, no lado de 138kV, utilizando representações CE/MAV apresentaram valores máximos ligeiramente maiores que os encontrados no caso detalhado. Apesar disso, essas diferenças estão em torno de 2% e não são consideradas relevantes.

5.3.2 Energização de banco de capacitor considerando a presença de aerogeradores e transformadores elevadores

A simulação apresentada neste item consiste na energização de um banco de capacitor (BC) de 16Mvar no barramento de 34,5kV. A Figura 52 apresenta a configuração da simulação realizada neste item.

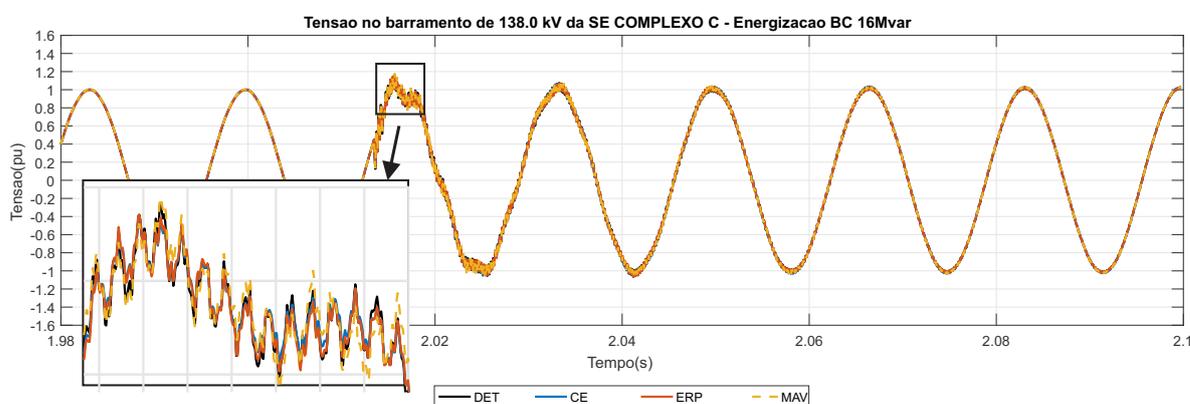
Figura 52 – Configuração da rede para energização do BC 16Mvar considerando a presença de geração.



Fonte: próprio autor.

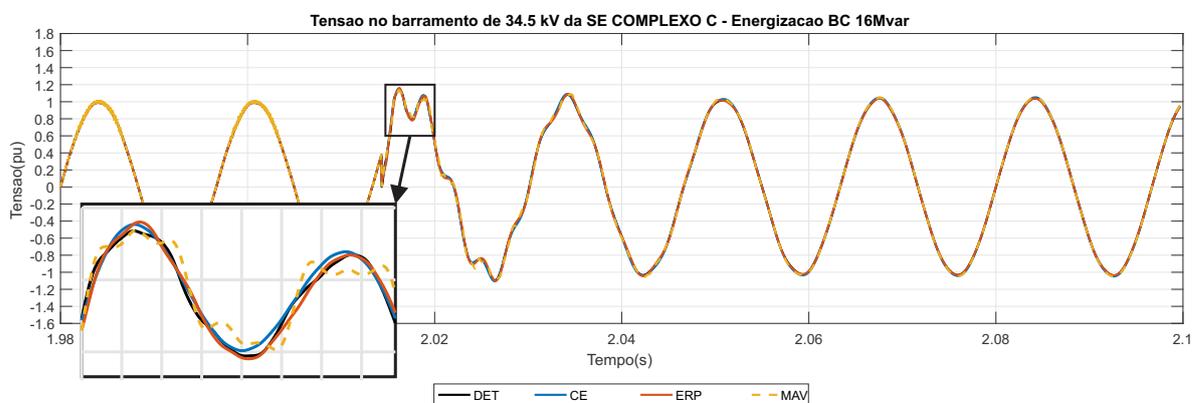
As Figuras de 53 e 54 apresentam as tensões nos barramentos de 138kV e 34,5kV, respectivamente. A Figura 55 apresenta a corrente de fase do transformador TR01 e a Figura 56 a corrente total dos alimentadores injetada no barramento de 34,5kV. A corrente do BC energizado é apresentada na Figura 57.

Figura 53 – Tensão 138kV durante energização do BC 16Mvar considerando a presença de geração.



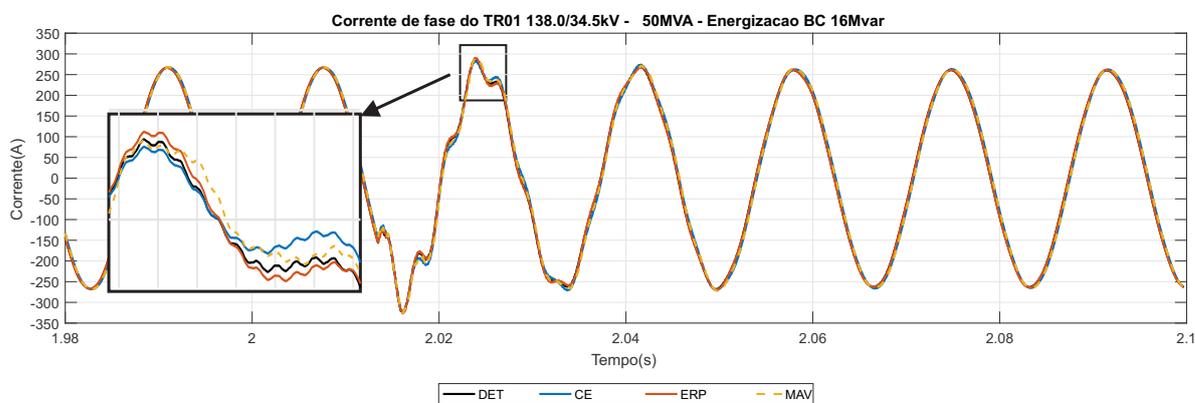
Fonte: próprio autor.

Figura 54 – Tensão 34,5kV durante energização do BC 16Mvar do complexo eólico C considerando a presença de geração.



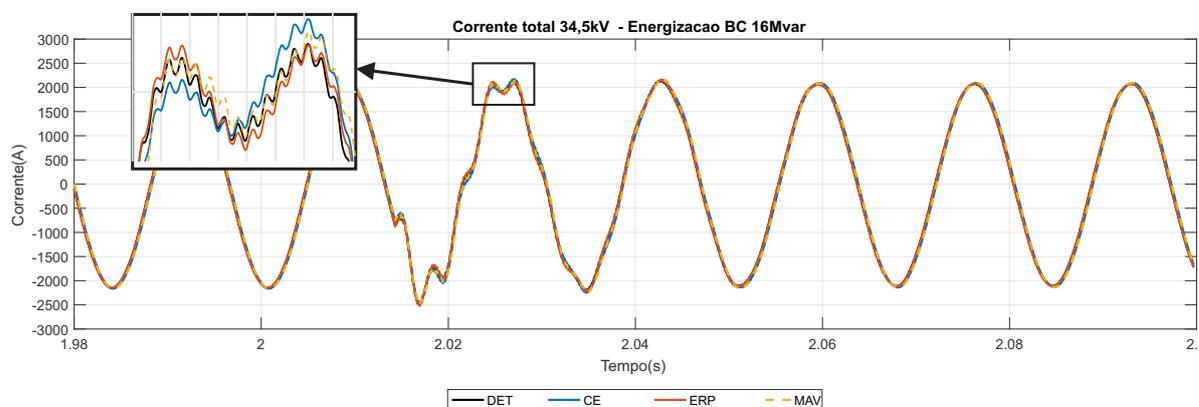
Fonte: próprio autor.

Figura 55 – Corrente de fase no TR01 em 138kV durante energização do BC 16Mvar considerando a presença de geração.



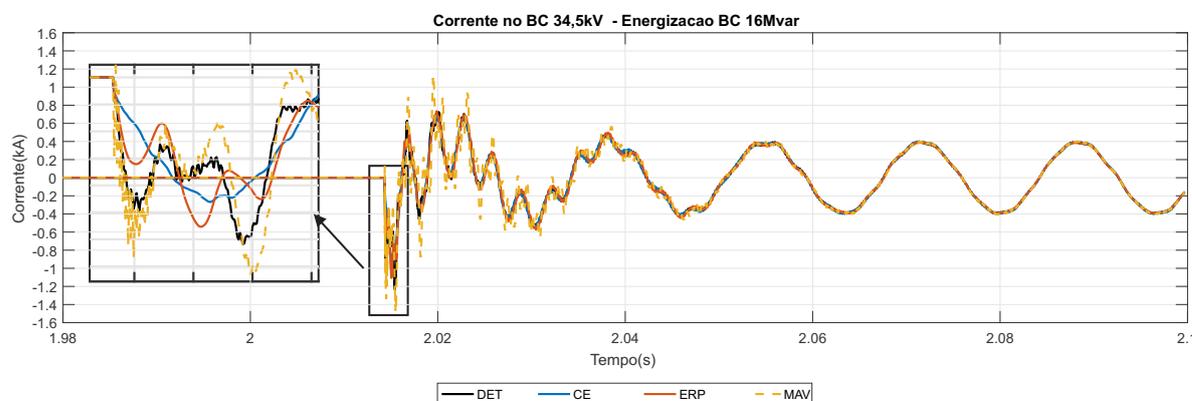
Fonte: próprio autor.

Figura 56 – Corrente total 34,5kV durante energização do BC 16Mvar considerando a presença de geração.



Fonte: próprio autor.

Figura 57 – Corrente no BC 16Mvar energizado no barramento de 34,5kV considerando a presença de geração.



Fonte: próprio autor.

A análise das correntes encontradas no banco de capacitor energizado apresentaram grandes diferenças nos valores máximos encontrados em relação à representação detalhada. A simulação MAV apresentou valor 18% maior em relação ao valor encontrado na simulação DET. As simulações com as representação ERP/CE apresentaram valores 10% e 25%, menores respectivamente. Ressalta-se que, este comportamento foi observado na fase A da corrente no banco de capacitor e podem existir diferenças nas fases B e C para outros tipos de análise. Apesar disso, as fases B e C apresentaram comportamento parecido nas análises realizadas.

5.4 Análise quantitativa das grandezas simuladas utilizando o desvio médio quadrático

Neste item, são avaliadas, quantitativamente, as grandezas simuladas de tensão e corrente obtidas nos lados de 138 e 34,5kV do parque eólico frente à energização de transformador e banco de capacitor. São comparados os valores de desvio médio quadrático (*root mean square deviation* - RMSD) calculados para as grandezas utilizando as diferentes representações em relação ao caso detalhado do parque eólico. Mais uma vez as avaliações se concentrarão na fase A das grandezas.

5.4.1 Energização de transformador sem considerar a presença dos aerogeradores

Nesta análise, os resultados obtidos dependem essencialmente da representação equivalente da rede de média tensão porque os aerogeradores não estão representados nas simulações. A comparação dos desvios médios quadráticos calculados para as tensões 138 e 34,5kV durante a energização de transformador mostrou que a representação equivalente dos polos e resíduos da rede (MAV) apresenta desempenho bem à frente das demais representações. O RMSD calculado para esta representação foi pelo menos cem vezes menor em relação as demais. A Tabela 6 apresenta esta constatação.

Tabela 6 – Desvio médio quadrático das tensões considerando as diferentes representações em relação ao caso detalhado sem considerar a presença dos aerogeradores frente a energização de transformador.

Representação	RMSD [pu]	
	Tensão 138kV	Tensão 34,5kV
CE	6,97E-02	1,85E-01
ERP	4,67E-02	1,42E-01
MAV	3,69E-04	3,93E-04

A análise dos RMSD calculados para as correntes obtidas também indicou um desempenho melhor com a representação por polos e resíduos da rede. A Tabela 7 apresenta os valores de desvio médio quadrático calculados para as correntes.

Tabela 7 – Desvio médio quadrático das correntes simuladas considerando as diferentes representações em relação ao caso detalhado, sem considerar a presença dos aerogeradores frente a energização de transformador.

Representação	RMSD [A]		
	Corrente 138kV	Corrente 34,5kV	Corrente de Neutro
CE	3,665	220,483	1,258
ERP	2,190	177,345	1,119
MAV	0,005	0,367	0,002

5.4.2 Energização de banco de capacitor sem considerar a presença dos aerogeradores

A comparação dos desvios médios quadráticos calculados para simulação de energização de banco de capacitor para as tensões 138 e 34,5kV também mostrou que a representação equivalente dos polos e resíduos da rede (MAV) apresenta melhor desempenho em relação às demais representações. A Tabela 8 apresenta esta constatação.

Tabela 8 – Desvio médio quadrático das tensões considerando as diferentes representações em relação ao caso detalhado sem considerar a presença dos aerogeradores frente a energização de banco de capacitor.

Representação	RMSD [pu]	
	Tensão 138kV	Tensão 34,5kV
CE	2,73E-02	8,27E-02
ERP	1,99E-02	5,10E-02
MAV	1,89E-04	3,16E-04

A análise dos RMSD calculados para as correntes obtidas também indicou desempenho superior da representação por polos e resíduos da rede. A Tabela 9 apresenta os valores de desvio médio quadrático calculados para as correntes.

Tabela 9 – Desvio médio quadrático das correntes simuladas considerando as diferentes representações em relação ao caso detalhado, sem considerar a presença dos aerogeradores frente a energização de banco de capacitor.

Representação	RMSD [A]		
	Corrente 138kV	Corrente 34,5kV	Corrente BC 34,5kV
CE	8,261	174,795	336,730
ERP	4,062	80,331	326,633
MAV	0,015	0,141	27,5880

5.4.3 Energização de transformador considerando a presença dos aerogeradores

Como visto anteriormente, as representações por CE e MAV apresentam impedâncias série e, desta forma, não conseguem manter o mesmo ponto de operação do caso detalhado. A representação por ERP, por ter este objetivo em essência, consegue manter o mesmo ponto de operação e esta capacidade se reflete nos valores de RMSD calculados para as tensões e correntes com esta representação. A análise da Tabela 10 indica que as representações apresentam desempenhos bastante próximos quando se observa a tensão no nível de 138kV, mas quando se observa o nível de 34,5kV a representação por ERP apresenta desempenho superior.

Tabela 10 – Desvio médio quadrático das tensões considerando as diferentes representações em relação ao caso detalhado considerando a presença dos aerogeradores frente a energização de transformador.

Representação	RMSD [pu]	
	Tensão 138kV	Tensão 34,5kV
CE	1,55E-02	1,02E-02
ERP	1,52E-02	5,72E-03
MAV	1,23E-02	2,16E-02

A análise dos RMSD calculados para as correntes obtidas indicou desempenho superior da representação por equivalente de perdas. Esta vantagem pode ser atribuída principalmente à capacidade de reproduzir o mesmo ponto de operação do caso detalhado. A Tabela 11 apresenta os valores de desvio médio quadrático calculados para as correntes.

Tabela 11 – Desvio médio quadrático das correntes simuladas considerando as diferentes representações em relação ao caso detalhado, considerando a presença dos aerogeradores frente a energização de transformador.

Representação	RMSD [A]		
	Corrente 138kV	Corrente 34,5kV	Corrente de Neutro
CE	5,581	98,343	1,724
ERP	0,155	6,410	0,185
MAV	5,572	99,047	1,732

A análise dos RMSD calculados considerando a presença dos aerogeradores durante a energização de banco de capacitor também indicou vantagem da representação por equivalente de perdas. A Tabela 12 apresenta os valores de desvio médio quadrático calculados para as tensões e a Tabela 13 para as correntes.

Tabela 12 – Desvio médio quadrático das tensões considerando as diferentes representações em relação ao caso detalhado considerando a presença dos aerogeradores frente a energização de banco de capacitor.

Representação	RMSD [pu]	
	Tensão 138kV	Tensão 34,5kV
CE	9,39E-03	1,06E-02
ERP	6,85E-03	8,65E-03
MAV	1,18E-02	1,83E-02

Tabela 13 – Desvio médio quadrático das correntes simuladas considerando as diferentes representações em relação ao caso detalhado, considerando a presença dos aerogeradores frente a energização de banco de capacitor.

Representação	RMSD [A]		
	Corrente 138kV	Corrente 34,5kV	Corrente BC 34,5kV
CE	10,504	83,982	39,664
ERP	1,800	13,317	41,775
MAV	11,149	89,011	92,486

5.4.4 Avaliação dos tempos de simulação considerando a presença de modelos de aerogeradores

Neste item, é avaliado o desempenho dos tempos de simulação, comparando-se duas formas de modelagem dos aerogeradores no programa ATP: modelagem utilizando a linguagem MODELS e suas funções *built-in* e modelagem utilizando *Foreign Models*, que permite utilizar modelos desenvolvidos em outras linguagens de programação compilados junto ao programa ATP.

Os modelos de aerogeradores para simulação de transitórios eletromagnéticos necessitam de um pequeno intervalo de tempo inicial para inicialização. Este tempo está relacionado a dificuldade de obtenção do ponto de operação da rede e iteração da mesma com os sistemas de controle presentes no modelo. Assim, em simulações com presença de modelos de aerogeradores, geralmente espera-se de 1 a 2 segundos de simulação antes de se realizar qualquer manobra na rede. Os estudos realizados ainda necessitam de simulações estatísticas, onde são realizadas pelo menos 200 manobras com valores distintos nos tempos de fechamento entre as fases do disjuntor com o objetivo de maximizar os valores de tensão e corrente nos equipamentos de interesse.

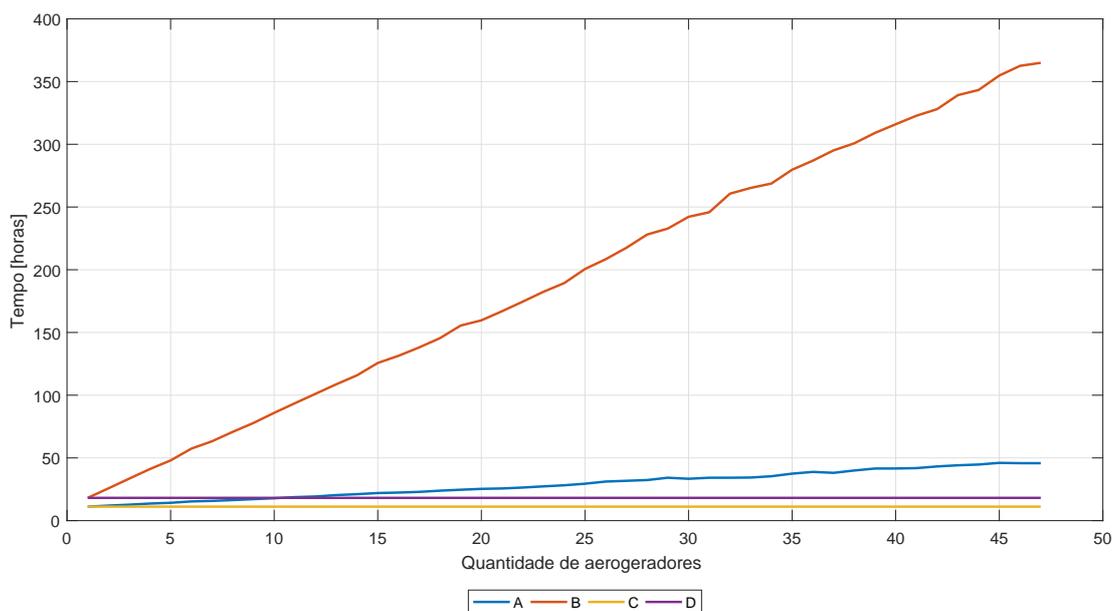
As simulações realizadas neste ítem consideram o Complexo Eólico C e ainda quantidades diferentes de aerogeradores presentes na simulação, são analisados os seguintes casos considerando a rede:

- A:** detalhada com todos os aerogeradores modelados utilizando *Foreign Models*;
- B:** detalhada com todos os aerogeradores modelados utilizando linguagem MODELS;
- C:** agregada dos aerogeradores utilizando *Foreign Models*;
- D:** agregada utilizando linguagem MODELS.

Nas representações agregadas, apenas um aerogerador é modelado, e este é utilizado para representar todo o parque eólico estudado. As simulações foram realizadas em um computador com processador i7-2670QM com 8Gb de memória RAM e com passo de simulação de 1,3E-6 para todas as representações. Estas simulações consideraram tempos máximos de 0,1 segundos

e os tempos reais necessários as simulações foram estimados linearmente. A Figura 58 apresenta os tempos de processamento estimados para simulações estatísticas variando-se a quantidade de aerogeradores presentes no arquivo de simulação.

Figura 58 – Tempos de simulação variando-se a quantidade de aerogeradores considerando diferentes tipos de modelagens de aerogeradores.



Fonte: próprio autor.

Como se pode observar, os tempos obtidos considerando a representação detalhada do parque eólico e utilizando o recurso de *Foreign Models* apresenta grande vantagem em relação a utilização da linguagem MODELS, principalmente quando se eleva o quantidade de aerogeradores presentes na simulação. Isto ocorre porque a linguagem MODELS é interpretada a cada passo de simulação. Assim, a modelagem utilizando *Foreign Models* se mostra bastante eficiente quando se necessita representar parques eólicos detalhadamente.

A Figura também evidencia que a utilização de modelos agregados com rede de média tensão equivalente apresenta o mesmo tempo de processamento mesmo variando-se a quantidade de aerogeradores. Isto se deve a capacidade de um aerogerador agregado representar todo o parque aeólico simulando apenas um aerogerador. As diferentes representações equivalentes de redes de média tensão abordadas neste trabalho (CE, ERP e MAV) não apresentaram diferenças relevantes de tempos de simulação, mostrando que o maior impacto nestes tempos são determinados pelos modelos dos aerogeradores.

5.5 Sumário

As simulações realizadas neste capítulo consideraram, inicialmente, apenas a presença da rede de média tensão com o objetivo de observar o desempenho isolado da rede sem a influência dos aerogeradores. A análise dos resultados da energização de transformadores indicou grande similaridade entre a resposta obtida por MAV em relação à resposta com representação detalhada. A resposta obtida apresentou frequências de oscilação, amplitudes máximas e amortecimento muito próximos da representação detalhada. Com relação as respostas obtidas utilizando CE e ERP, verificam-se grandes alterações na fase das grandezas e diferenças de amortecimento, principalmente nas correntes e tensão em 34,5kV. A corrente total em 34,5kV apresentou ainda pequenas diferenças em relação às frequências harmônicas. No caso detalhado verifica-se a existência de frequência de 480Hz e as simulações CE e ERP variam de 500 a 560Hz.

A comparação dos resultados de energização do banco de capacitores apresentou grande similaridade entre a resposta obtida por MAV em relação à resposta obtida com representação detalhada. As respostas obtidas na representação por ERP e CE continuaram apresentando grandes alterações na fase da corrente em 34,5kV, mas não se verificaram grandes alterações nos valores máximos na corrente de fase e neutro dos transformadores no lado de 138kV. A corrente total em 34,5kV apresentou frequência harmônica da ordem de 4kHz.

Com a presença dos aerogeradores nas simulações, ficou evidente a diferença no ponto de operação entre as representações detalhada/ERP em relação à CE/MAV. Estas diferenças estão associadas a presença de impedâncias série nas representações detalhada/ERP e se refletem principalmente na corrente total em 34,5kV. Todas as correntes de fase e neutro dos transformadores, no lado de 138kV, utilizando representações CE/MAV apresentaram valores máximos ligeiramente maiores que os encontrados no caso detalhado. Apesar disso, essas diferenças estão em torno de 2% e não são consideradas relevantes.

A análise das correntes encontradas no banco de capacitor energizado apresentaram grandes diferenças nos valores máximos em relação à representação detalhada. A simulação MAV apresentou valor 18% maior em relação ao valor encontrado na simulação detalhada. As simulações com as representações ERP/CE apresentaram valores 10% e 25%, menores respectivamente. Ressalta-se que, este comportamento foi observado na fase A da corrente no banco de capacitor e podem existir diferenças nas fases B e C para outros tipos de análise. Apesar disso, são observados comportamentos parecidos nas fases B e C nas análises realizadas neste trabalho.

A análises de tempos de processamento indicaram que, a representação detalhada do parque eólico utilizando o recurso de *Foreign Models* apresenta grande vantagem em relação a utilização da linguagem MODELS, principalmente quando se eleva o quantidade de aerogeradores presentes na simulação. Isto ocorre porque a linguagem MODELS é interpretada a cada passo de simulação. Assim, a modelagem utilizando *Foreign Models* se mostra bastante eficiente

quando se necessita representar parques eólicos detalhadamente. Também fica claro que a utilização de modelos agregados com rede de média tensão equivalente apresenta o mesmo tempo de processamento mesmo variando-se a quantidade de aerogeradores. Isto se deve a capacidade de um aerogerador agregado representar todo o parque eólico simulando apenas um aerogerador. As diferentes representações equivalentes de redes de média tensão abordadas neste trabalho (CE, ERP e MAV) não apresentaram diferenças relevantes de tempos de simulação, mostrando que o maior impacto nestes tempos são determinados pelos modelos dos aerogeradores.

6 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Um parque eólico, diferentemente de uma usina hidráulica ou térmica, apresenta suas unidades geradoras separadas por centenas de metros ou até quilômetros devido à disposição dos aerogeradores para o aproveitamento do vento e o relevo da região, levando a várias conexões por cabos subterrâneos e/ou aéreos. Devido a isso, quando se pretende analisar uma região com grande presença de geração eólica em estudos de transitórios eletromagnéticos, geralmente se utiliza representações simplificadas, porque a representação detalhada de todos os circuitos dos parques eólicos envolvidos na análise se torna impraticável. Assim, neste trabalho, se propôs realizar uma análise comparativa de algumas representações simplificadas utilizadas para realização de estudos de transitórios eletromagnéticos. Para obtenção da resposta detalhada, que é a resposta ideal para comparação, foi necessário representar todos os aerogeradores de um parque eólico, um a um. Assim, um modelo de um aerogerador DFIG foi desenvolvido utilizando *Foreign Models* com o objetivo de obter menores tempos de simulação e maior simplicidade na montagem dos arquivos.

No Capítulo 2, com o objetivo de realizar uma introdução e facilitar o entendimento do desenvolvimento do trabalho, foram descritos os principais tipos de aerogeradores conectados no sistema elétrico brasileiro e apresentadas suas principais características. Foi apresentada a modelagem aerodinâmica da turbina, modelagem do sistema mecânico de duas massas e sistemas de controle utilizados no aerogerador DFIG.

No Capítulo 3, foram descritos os principais problemas enfrentados para realizar as simulações necessárias para desenvolvimento do trabalho. Em seguida, foi apresentada a modelagem da máquina de indução e a utilização do método Runge-Kutta de 4ª ordem para sua simulação discretizada. Foi apresentada a utilização de *Foreign Models* para modelagem de equipamentos no programa ATP, suas principais vantagens, desvantagens e aplicações.

No Capítulo 4, foi apresentada a técnica mais utilizada para representação equivalente de redes de média tensão em estudos de regime permanente e estabilidade. Foi apresentado o método Método de Ajuste Vetorial, que utiliza a representação da função de transferência por frações parciais para obtenção de polos e resíduos e sua vantagem de não necessitar dos dados originais das redes.

Foi mostrada a forma de representação dos polos e resíduos em programas de simulação adotada neste trabalho, que consiste na utilização de circuitos RLC em cascata, onde um circuito RLC representa um par de polos, um circuito RC representa um polo real e a associação em série de todos os circuitos resultam na impedância total.

Através da realização do ajuste variando o número de polos foi possível observar graficamente o efeito no desvio médio quadrático (RMSD) e ainda constatar que acima de uma

determinada quantidade de polos não se justifica o aumento no número de polos devido ao aumento na complexidade e esforço computacional.

As simulações realizadas no Capítulo 5 consideram, inicialmente, apenas a presença da rede de média tensão, com o objetivo de observar o desempenho isolado da rede, sem a influência dos aerogeradores. A análise dos resultados da energização de transformadores indicou grande similaridade entre a resposta obtida por MAV em relação à resposta com representação detalhada. A resposta obtida apresentou frequências de oscilação, amplitudes máximas e amortecimento muito próximos da representação detalhada. Com relação às respostas obtidas utilizando CE e ERP, verificaram-se grandes alterações na fase das grandezas e diferenças de amortecimento, principalmente nas correntes e tensão em 34,5kV. A corrente total em 34,5kV apresentou ainda pequenas diferenças em relação às frequências harmônicas.

A comparação dos resultados de energização do banco de capacitores apresentou grande similaridade entre a resposta obtida por MAV em relação à resposta com representação detalhada. As respostas obtidas na representação por ERP e CE continuaram apresentando grandes alterações na fase da corrente em 34,5kV, mas não se verificaram grandes alterações nos valores máximos na corrente de fase e neutro dos transformadores no lado de 138kV. A corrente total em 34,5kV apresentou frequência harmônica da ordem de 4kHz.

Com a presença dos aerogeradores nas simulações, ficou evidente a diferença no ponto de operação entre as representações detalhada/ERP em relação à CE/MAV. Estas diferenças estão associadas a presença de impedâncias série nas representações detalhada/ERP e se refletem principalmente na corrente total em 34,5kV. Todas as correntes de fase e neutro dos transformadores, no lado de 138kV, utilizando representações CE/MAV apresentaram valores máximos ligeiramente maiores que os encontrados no caso detalhado. Apesar disso, essas diferenças estão em torno de 2% e não foram consideradas relevantes.

As correntes encontradas no banco de capacitor energizado apresentaram grandes diferenças nos valores máximos encontrados, em relação à representação detalhada. A simulação MAV apresentou valor de 18% maior em relação ao valor encontrado na simulação detalhada. As simulações com as representação ERP/CE apresentaram valores 10% e 25%, menores respectivamente. Valores menores podem impedir que se observem restrições em equipamentos. Apesar de se encontrar valores mais conservativos utilizando a representação MAV, a identificação de alguma restrição com esta representação poderá ser refinada com a representação detalhada do parque eólico. Ressalta-se que, este comportamento foi observado na fase A e podem existir diferenças nas fases B e C para outros tipos de análise. Apesar disso, as fases B e C apresentaram comportamento parecido nas análises realizadas neste trabalho.

De uma forma geral, as correntes obtidas no lado de 138kV para todas as simulações realizadas considerando os quatro tipos de representações apresentaram diferenças mínimas. Apesar de existirem diferenças consideráveis com relação as frequências harmônicas envolvidas, valores máximos e amortecimento nas tensões e correntes em 34,5kV, estas diferenças não são

relevantes além do transformador 138/34,5kV.

A análise dos resultados deste trabalho indica que a utilização de representações mais simples, como CE/ERP poderão ser utilizadas quando não se objetiva analisar o desempenho no nível da rede de média tensão. Diante das análises realizadas, espera-se que parques eólicos distantes da área analisada poderão ser modelados por estas representações sem prejuízo aos resultados.

A utilização da representação por MAV se mostra mais segura quando se analisa o desempenho da rede de média tensão por apresentar valores mais conservativos e a identificação de alguma restrição com esta representação poderá ser refinada com a representação detalhada do parque eólico. A representação por MAV apresentou valores quase idênticos aos valores da representação detalhada na análise sem a presença dos aerogeradores. Apesar disso, apresentou piores resultados de RMSD em comparação à representações mais simples por não apresentar impedâncias séries, que poderiam representar as perdas ativas e quedas de tensão e, conseqüentemente, o mesmo ponto de operação do sistema completo.

As análises de tempos de processamento indicaram que a representação detalhada do parque eólico utilizando o recurso de *Foreign Models* apresenta grande vantagem em relação a utilização da linguagem MODELS, principalmente quando se eleva o quantidade de aerogeradores presentes na simulação. Isto ocorre porque a linguagem MODELS é interpretada a cada passo de simulação. Assim, a modelagem utilizando *Foreign Models* se mostra bastante eficiente quando se necessita representar parques eólicos detalhadamente. Também fica claro que a utilização de modelos agregados com rede de média tensão equivalente apresenta o mesmo tempo de processamento mesmo variando-se a quantidade de aerogeradores. Isto se deve a capacidade de um aerogerador agregado representar todo o parque aeólico simulando apenas um aerogerador. As diferentes representações equivalentes de redes de média tensão abordadas neste trabalho (CE, ERP e MAV) não apresentaram diferenças relevantes de tempos de simulação, mostrando que o maior impacto nestes tempos são determinados pelos modelos dos aerogeradores.

6.1 Trabalhos futuros

Em seguida são apresentadas algumas sugestões de trabalhos futuros relacionados a este trabalho:

1. Tentar desenvolver uma metodologia híbrida que consiga representar, de uma forma simplificada, a rede de média tensão e ainda tentar representar as mesmas perdas ativas e quedas de tensão da rede detalhada.
2. Realizar simulações no tempo utilizando uma menor faixa de frequência, possibilitando uma maior redução da ordem do ajuste. Avaliar a influência desta ordem nas tensões e correntes obtidas em simulações no tempo.

3. Estudar a possibilidade de representação de cada aerogerador como uma perturbação a ser somada na função de transferência da rede de média tensão ajustada com o MAV. Cada perturbação possuindo uma função de transferência própria, que representa as impedâncias do caminho entre o aerogerador e o barramento de 34,5kV.

REFERÊNCIAS

ABEEÓLICA: Site. 2018. Disponível em: <<http://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2018/01/Dados-Mensais-ABEEolica-01.2018.pdf>>. Acesso em: 20 fev. 2018. Citado 2 vezes nas páginas 21 e 23.

CARLI, M. P. D. et al. Sistema de transmissão do rio madeira: Modelagem da resistência harmônica dos componentes do sistema elétrico de potência para o projeto de filtros. In: XXI SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 21., 2011, Florianópolis. [S.l.]: Comitê Nacional Brasileiro de Produção e Transmissão de Energia Elétrica - Cigré-Brasil. Citado na página 60.

CIGRÉ, W. G. Guidelines for Representation of Network Elements when Calculating Transients. **Brochure CE/SC GT/WG 02**, 1990. Citado na página 65.

COSTA, C. d. O. **Equivalentes de Redes Utilizando Vizinhanças Elétricas com Possíveis Aplicações em Estudos de Harmônicos e Transitórios Eletromagnéticos**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro - COPPE, Junho 2013. Citado 2 vezes nas páginas 55 e 56.

COSTA, C. de O.; VARRICCHIO, S. L.; VÉLIZ, F. C. Manual do Usuário da Versão 3.0 do Programa HarmZs. **CEPEL**, Rio de Janeiro, 2016. Citado na página 60.

DOMMEL, H. W. Electromagnetic Transients Program Reference Manual: EMTP Theory Book. **Bonneville Power Administration**, Portland, 1986. Citado na página 23.

DOP, D. de O. . **Boletim Mensal de Geração Eólica**. Rio de Janeiro, 2018. Citado na página 24.

ESPINOZA, R. G. F. **Análise de Proteção de Linhas de Transmissão Através de Relés Numéricos e Uso de Modelos Externos no ATP (Alternative Transient Program)**. Dissertação (Mestrado) — Faculdade de Engenharia - UNESP – Campus de Ilha Solteira, Fevereiro 2011. Citado 2 vezes nas páginas 43 e 45.

GLOBAL Wind Energy Council - GWEC: Site. 2018. Disponível em: <https://gwec.net/wp-content/uploads/vip/GWEC_PRstats2017_EN-003_FINAL.pdf>. Acesso em: 20 fev. 2018. Citado na página 22.

GUSTAVSEN, B.; SILVA, J. D. Inclusion of Rational Models in an Electromagnetic Transients Program: Y-Parameters, Z-Parameters, S-Parameters, Transfer Functions. **IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY**, APRIL 2013. Citado na página 62.

GUSTAVSEN B.; SEMLYEN, A. Rational approximation of frequency domain responses by Vector Fitting. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 14, n. 3, p. 1052–1061, Julho 1999. Citado 3 vezes nas páginas 29, 56 e 57.

HANSEN, A. D. et al. Simulation of interaction between wind farm and power system - Denmark. Forskningscenter Risoe. 2002. Citado na página 35.

- IOV, M. C. F.; BLAABJERG, F. Power Electronics Control of Wind Energy in Distributed Power Systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, May 2008. Citado 5 vezes nas páginas 25, 26, 27, 28 e 29.
- JANICEK, F.; MUCHA, M. Multifunctional Relay Developed in ATP FOREIGN MODEL and C++. **Proceedings of the 6th WSEAS International Conference on Simulation, Modelling and Optimization, Lisbon, Portugal**, September 2006. Citado 2 vezes nas páginas 43 e 45.
- KAURA, V.; BLASKO, V. Operation of Phase Locked Loop Under Distorted Utility Conditions. **IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRY APPLICATION**, January 1997. Citado 2 vezes nas páginas 40 e 41.
- MUGHAL, M. H.; GUOJIE, L. Review of Pitch Control for Variable Speed Wind Turbine. **IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY**, August 2015. Citado na página 34.
- MULJADI E. ; BUTTERFIELD, C. et al. Equivalencing the Collector System of a Large Wind Power Plant. **IEEE Power Engineering Society General Meeting**, June 2006. Citado 4 vezes nas páginas 22, 50, 51 e 52.
- NAKAGOMI, R. M. et al. Desenvolvimento e implementação de dispositivos de proteção no atp. In: VIII SEMINÁRIO TÉCNICO DE PROTEÇÃO E CONTROLE, 8., 2005, Rio de Janeiro. [S.l.]: Comitê de Estudos de Proteção e Automação (CE B5) do CIGRÉ Brasil. Citado 2 vezes nas páginas 43 e 44.
- NETO, A. S. et al. Controle de Turbina Eólica Duplamente Alimentada para Estabilidade de Sistemas Elétricos. **SBSE - Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos**, Maio 2008. Citado 2 vezes nas páginas 38 e 40.
- PEREIRA, C. E. de M.; ZANETTA, L. C. Simulation of Fault Locations of Algorithms in ATP program using "C"link. **International Conference on Power Systems Transients – IPST 2003 in New Orleans, USA**, September 2003. Citado na página 43.
- PINTO, M. **Fundamentos de energia eólica**. [S.l.]: LTC, 2013. Citado na página 35.
- RUGGIERO, M. A. R.; LOPES, V. L. R. **Cálculo Numérico: Aspectos teóricos e computacionais**. [S.l.]: Pearson, 1996. Citado na página 47.
- SANTOS, V. d. S. **Impacto da Realização de Equivalentes em Parques Eólicos para Estudos de Regime Permanente e Dinamico no Sistema Elétrico Brasileiro**. 94 f. Monografia (Projeto Final de Curso) — Escola Politécnica de Pernambuco, Universidade de Pernambuco, Recife, 2012. Citado 4 vezes nas páginas 23, 50, 53 e 54.
- SENA, D.; RAMOS Álvaro. Medidas operativas para evitar risco de autoexcitação em centrais de geração eólica com aerogeradores assíncronos diretamente conectados. In: XXII SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 22., 2013, Brasília. [S.l.]: Comitê Nacional Brasileiro de Produção e Transmissão de Energia Elétrica - Cigré-Brasil. Citado na página 25.
- SLOOTWEG, J. G. et al. General Model for Representing Variable Speed Wind Turbines in Power System Dynamics Simulations. **IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS**, v. 18, February 2003. Citado na página 32.

TAVARES, C. L. **Modelagem de aerogeradores de indução de dupla alimentação para estudos de transitorio eletromagnético**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Pernambuco, Janeiro 2013. Citado na página 49.

VARRICCHIO, S. L. Apresentação programa para Estudos de Comportamento Harmônico e Análise Modal de Redes Elétricas. **CURSO HarmZs - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL**, Outubro 2012. Citado na página 55.

VARRICCHIO, S. L. et al. Síntese de Equivalentes Dinâmicos de Redes Elétricas Multi-Conectadas. **XII SYMPOSIUM OF SPECIALISTS IN ELECTRIC OPERATIONAL AND EXPANSION PLANNING**, Maio 2012. Citado 4 vezes nas páginas 62, 63, 64 e 65.